



ACADEMIA DA FORÇA AÉREA

**Implementação de fontes de energia renováveis em U/O/S da
Força Aérea**

Francisco Isidoro Gonçalves

Alferes Aluno, Engenheiro Eletrotécnico, 137740-L

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
**Ciências Militares Aeronáuticas na especialidade de Engenharia
Eletrotécnica**

Júri

Presidente: BGEN/EngAed Joaquim José Carvalheira Baptista Veloso

Orientador: Prof^a Doutora Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto

Coorientador: MAJ/EngEl Pedro Miguel da Silva Costa

Vogal: MAJ/EngEl Gonçalo C. F. Beato de Carvalho

Sintra, janeiro de 2017

Agradecimentos

A presente dissertação representa o fim da etapa como aluno da Academia da Força Aérea. É com grande contentamento que termino estes seis anos que encerram um importante capítulo da minha formação e gostaria de agradecer a todos que, diretamente ou indiretamente, contribuíram para este desfecho.

Em primeiro lugar gostaria de agradecer à Academia da Força Aérea pelos conhecimentos que transmitiu durante estes anos onde tive a oportunidade de crescer tanto a nível profissional, como a nível pessoal.

À Professora Doutora Sónia Pinto, por ter aceite a orientação desta dissertação e pela colaboração no período de escrita, tendo todas as suas críticas e propostas sido alvo de consideração.

Ao Major Pedro Costa, o meu obrigado pela coorientação da presente dissertação. Pela colaboração, pelo tempo despendido para o esclarecimento de dúvidas que surgiram ao longo do trabalho e pela sua experiência na área mais prática do projeto que permitiu cumprir com os objetivos que constavam na proposta de dissertação. Gostaria ainda de agradecer a confiança e apoio dado durante a realização da dissertação, bem como as sugestões dadas ao longo do trabalho.

Ao Tenente Micaelo Barata, obrigado pela disponibilidade e apoio nas visitas feitas ao CT de Alcochete, que permitiram que a parte prática se tornasse mais rigorosa.

Aos Oficiais de Engenharia Eletrotécnica da Direção de Infraestruturas, obrigado pela disponibilidade em contribuir nesta etapa de formação.

À minha família, um grande obrigado pela educação e valores que me deram, pelas oportunidades que me proporcionam, pelo apoio que sempre tive nas minhas decisões, pelo companheirismo que sempre demonstraram, por estarem sempre presentes.

Aos Quasares, pela camaradagem, pela união e pelo apoio sentido ao longo dos últimos seis anos. Obrigado por todos os momentos que passámos.

Aos amigos, pelo apoio, por estarem sempre presentes ao longo dos últimos anos e pela amizade sempre demonstrada.

A todos, o meu sincero Obrigado.

Resumo

O desenvolvimento e a execução da missão da Força Aérea só é possível devido ao emprego da energia, através de equipamentos e sistemas de apoio às atividades operacionais (aviónica, armamento, radares, telecomunicações e sistemas e redes computacionais) e através de sistemas de produção, distribuição e utilização de energia elétrica. A utilização eficiente, racional e sustentável do consumo energético é essencial para o desenvolvimento económico e diminuição dos impactos ambientais.

Esta dissertação faz a análise da implementação de fontes de energias renováveis no Campo de Tiro (CT) de Alcochete, ou seja, o trabalho tem a finalidade de avaliar a implementação técnico-económica de uma fonte de energia renovável, a energia solar fotovoltaica, em regime de autoconsumo tendo em conta as características da Unidade. Foi feita uma caracterização da radiação solar e percurso solar na região de Alcochete e do dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, dos inversores, dos cabos e dos dispositivos de proteção que constituem o sistema fotovoltaico e respetiva configuração. Na avaliação do projeto foi feita uma estimativa da energia produzida pelo sistema fotovoltaico com as necessidades energéticas do CT de Alcochete e foi considerado o custo do sistema com parâmetros económicos de forma a aferir a viabilidade económica do sistema projetado.

Em suma, pretende-se que a dissertação forneça uma base para futuros projetos de implementação de energia solar fotovoltaica nas U/O/S da Força Aérea.

Palavras-chave: energias renováveis; autoconsumo; sistema solar fotovoltaico; Campo de Tiro de Alcochete; Força Aérea.

Abstract

The development and execution of the Air Force mission is only possible by using energy, through equipment and support systems to the operational activities (avionics, armaments, radar, telecommunications systems and computer networks) and through production systems, distribution and the use of the electrical energy. The efficient, rational and sustainable use of energy consumption is essential for an economic development and to reduce environmental impacts.

This dissertation does an analysis of the implementation of renewable energy sources in the Campo de Tiro de Alcochete (CT), i.e., photovoltaic energy, to allow for a self-consumption regime, taking into account the characteristics of the Unit. To do this, a characterization of the solar radiation and solar path was made for the region of Alcochete. Furthermore, the photovoltaic modules, the inverters, the cables and the protection devices that constitute the photovoltaic system and the configuration of the general system were also designed during this work. Finally, an estimation of the energy needed to meet all energy needs of the CT of Alcochete was made and the cost of the system was considered with economic parameters in order to assess the economic viability of the projected system.

In summary, it is intended for this dissertation to provide the basis for future projects to implement photovoltaic energy in the U / O / S of the Air Force.

Keywords: renewable energy; self-consumption; photovoltaic system; Campo de Tiro de Alcochete; Força Aérea.

Lista de conteúdos

Índice

1. Introdução	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Objetivo.....	1
1.3. Descrição sumária e estrutura da dissertação.....	2
1.4. Informação utilizada na dissertação	2
2. Conjuntura energética	3
2.1. Legislação aplicável às energias renováveis	4
2.2. Panorama energético mundial.....	6
2.3. Panorama energético nacional.....	8
2.4. Energias renováveis	10
2.5. Sistema Elétrico Nacional	12
3. Teoria aplicável à energia fotovoltaica	15
3.1. Radiação solar	16
3.2. Movimento e posição da Terra em relação ao Sol	17
3.3. Efeito fotovoltaico.....	19
3.4. Célula fotovoltaica	20
3.4.1. <i>Collection probability</i>	20
3.4.2. Eficiência de <i>quantum</i>	21
3.4.3. Resposta espectral	21
3.5. Modelos matemáticos.....	22
3.5.1. Modelo de um díodo e três parâmetros	22
3.5.2. Modelo de um díodo e cinco parâmetros	24
3.6. Potência de pico, rendimento e fator de forma.....	25
3.7. Regime de funcionamento.....	26
3.8. Módulos fotovoltaicos.....	28
3.8.1. Tecnologias de primeira geração	29
3.8.2. Tecnologias de segunda geração	30
3.8.3. Tecnologias de terceira geração	31
3.9. Sistemas fotovoltaicos.....	32
3.9.1. Associação em série	33
3.9.2. Associação em paralelo.....	33
3.9.3. Díodos <i>bypass</i>	34
3.9.4. Díodos de bloqueio	34

3.9.5. Fusíveis de proteção.....	35
3.9.6. Baterias.....	35
3.9.7. Seguidores de potência máxima (MPPT) e inversores.....	35
4. Dimensionamento do projeto.....	39
4.1. Dimensionamento do sistema fotovoltaico	40
4.1.1. Definição da localização e configuração do sistema.....	40
4.1.2. Levantamento da radiação solar incidente no local, temperatura, orientação e ângulo de inclinação ótimo e possíveis sombreamentos	41
4.1.3. Dimensionamento dos diferentes componentes do sistema	44
4.2. Parte prática.....	49
4.2.1. Localização e configuração do sistema.....	49
4.2.2. Dimensionamento dos diferentes componentes do sistema	51
4.2.3. Ligação à rede	56
5. Análise energético-financeira	57
5.1. Estimativa energética	58
5.2. Viabilidade económica.....	61
5.2.1. Parte teórica.....	62
5.2.2. Parte prática.....	65
6. Conclusões	69
7. Recomendações	71
Bibliografia	73
ANEXO A.....	77
ANEXO B.....	79
Para-raios	79
Descarregadores de sobretensão	81
Rede de Terra.....	81
ANEXO C.....	83
ANEXO D.....	85
ANEXO E.....	87
ANEXO F	89
ANEXO G.....	97

Lista de figuras

Figura 2.1	Consumo de energia primária mundial 1965-2014 [2]	6
Figura 2.2	Evolução do consumo das fontes de energia primária [2]	6
Figura 2.3	Consumo regional de energia primária e as suas percentagens [2]	7
Figura 2.4	Evolução do panorama energético 1965-2035 [2]	8
Figura 2.5	Consumo de energia primária portuguesa 2006-2014 [6]	9
Figura 2.6	Evolução do consumo das fontes de energia primária em Portugal [6]	9
Figura 2.7	Consumo de energia final por sector de atividade [7]	10
Figura 2.8	Evolução de FER no consumo final bruto de energia [8]	11
Figura 2.9	Potência instalada das FER 2006-2014 [6]	11
Figura 2.10	Produção anual de eletricidade a partir das FER [8]	12
Figura 2.11	Organização do Sistema Elétrico Nacional [9]	12
Figura 3.1	Energia solar que atinge a superfície da Terra em comparação com o consumo global anual de energia [11]	16
Figura 3.2	Distribuição da irradiação solar anual na Europa (a) e em Portugal (b) [13]	17
Figura 3.3	Posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano [16]	18
Figura 3.4	Impacto da <i>surface passivation</i> e o comprimento de difusão na <i>collection probability</i> [19]	21
Figura 3.5	Eficiência de quantum numa célula fotovoltaica de silício [20]	21
Figura 3.6	Circuito elétrico equivalente do modelo de 1 díodo e 3 parâmetros [9]	22
Figura 3.7	Circuito elétrico equivalente do modelo de 1 díodo e 5 parâmetros [9]	24
Figura 3.8	(a) Curva de uma célula com um FF elevado, (b) Curva de uma célula com um FF baixo [22]	26
Figura 3.9	Curva I-V de uma célula fotovoltaica [23]	26
Figura 3.10	Alteração curva I-V com a variação da irradiação incidente [23]	27
Figura 3.11	(a) Alteração da curva I-V com a variação da temperatura, (b) alteração da curva P-V com a variação da temperatura [23]	28
Figura 3.12	Processo de produção de células de silício [11]	29
Figura 3.13	Células de multijunção [11]	30
Figura 3.14	Processo de produção de filmes finos [11]	31
Figura 3.15	Associação de módulos em série [25]	33
Figura 3.16	Associação de módulos em paralelo [25]	34
Figura 3.17	Ligação de um díodo <i>bypass</i> [25]	34
Figura 3.18	Ligação de um díodo de bloqueio [25]	34
Figura 3.19	Esquema de um gerador fotovoltaico ligado à rede [10]	35
Figura 3.20	Tipos de inversores	36
Figura 4.1	Imagem aérea do CT de Alcochete	40
Figura 4.2	Irradiação e temperatura média anual do CT de Alcochete	41
Figura 4.3	Representação da expressão da distância mínima entre módulos e obstáculos [24]	42
Figura 4.4	Fator de espaçamento vs latitude do local [24]	43
Figura 4.5	Instalação e distância entre módulos [26]	43

Figura 4.6	Posição solar do CT de Alcochete [31]	50
Figura 5.1	Fluxo de energia do sistema fotovoltaico	58
Figura 5.2	Apresentação dos <i>cash-flows</i> do projeto	68

Lista de tabelas

Tabela 3.1	Normas sobre módulos fotovoltaicos [24]	33
Tabela 4.1	Inclinação ótima anual no CT de Alcochete	42
Tabela 4.2	Módulos e potência instalada por local	49
Tabela 4.3	Consumo energético anual do CT de Alcochete, em MWh	50
Tabela 4.4	Disposição dos módulos fotovoltaicos	51
Tabela 4.5	Características técnicas do módulo fotovoltaico	51
Tabela 4.6	Modelos dos inversores escolhidos	52
Tabela 4.7	Número de módulos por inversor	53
Tabela 4.8	Limites de configuração dos inversores	54
Tabela 4.9	Número de inversores por local de instalação	54
Tabela 4.10	Quantidade e secção dos cabos AC e DC	55
Tabela 4.11	Designação dos cabos AC e DC	56
Tabela 5.1	Tabela de dados do programa Meteonorm 7	59
Tabela 5.2	Estimativa da energia produzida e da energia entregue à rede	60
Tabela 5.3	Comparação entre resultados teóricos e resultados PVSOL 2016	61
Tabela 5.4	Consumo Energético anual CT Alcochete 2006-2015	61
Tabela 5.5	Montante gasto em eletricidade e respetivo €/kWh entre 2006-2015	65
Tabela 5.6	Listagem de material adquirido para o projeto fotovoltaico	67
Tabela 5.7	Índices financeiros do projeto	68

Lista de acrónimos

AED	Agência Europeia de Defesa
AM	Índice de Massa de Ar
APCER	Autoridade Portuguesa de Certificação
APISOLAR	Associação Portuguesa da Indústria Solar
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BT	Baixa Tensão
CE	Comissão Europeia
CENELEC	Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica
CERTIEL	Associação Certificadora de Instalações Elétricas
CO ₂	Dióxido de Carbono
COP	Conferência do Clima
CT	Campo de Tiro
CTE	Comissão Técnica Eletrotécnica
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DI	Direção de Infraestruturas
DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cells</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FA	Força Aérea
FER	Fontes de Energias Renováveis
FF	Fator de Forma
FSC	<i>Forest Stewardship Council</i>
FV	Fotovoltaico
IEC	<i>International Energy Center</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
Ktep	Quilotepe (10 ³ toneladas equivalente de petróleo)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MDN	Ministério da Defesa Nacional
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média Tensão
Mtep	Megatepe (10 ⁶ toneladas equivalente de petróleo)
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
OCDE	Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para Energias Renováveis
PT	Posto de Transformação
PRE	Produção em Regime Especial

PRI	Período de Recuperação do Investimento
PRO	Produção em Regime Ordinário
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
ROA	<i>Return on Assets</i>
ROI	<i>Return on Investments</i>
RTIEBT	Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SMES	<i>Super Conducting Magnetic Energy Storage</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TCO	<i>Transparent Conducting Layer</i>
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
TRIAC	<i>Triode for Alternating Current</i>
U/O/S	Unidades/Órgãos/Serviços
EU	União Europeia
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Atualizado
VEV's	Variadores Eletrónicos de Velocidade

1. Introdução

1.1. Enquadramento

Uma porção da energia solar que atinge a Terra diariamente poderia abastecer as nossas cidades por diversas vezes sem a necessidade de utilizar outras fontes de energia. A energia solar pode ser parte da solução para combater as alterações climáticas, dado que providencia energia limpa que contribui para a redução das emissões de CO₂ e de outros gases (resultado da queima de combustíveis fósseis) para a atmosfera e permite a redução da dependência energética nacional.

De forma a dar respostas às diretivas da União Europeia (UE) sobre o consumo de energia por fontes de energias renováveis, Portugal através do Decreto-Lei n.º 141/2010 (ratificado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013), acerca de fontes de energias renováveis, transpôs parte da Diretiva FER e do Plano Nacional de Ação para Energias Renováveis para 2013-2020 (PNAER 2020)¹ que estabeleceu três objetivos principais: utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia de 31%, consumo energético nos transportes de 10% e incorporação de energias renováveis na produção de eletricidade em 59,6%.

As Forças Armadas são um pilar do Estado Português, e conseqüentemente devem ser um exemplo a seguir. As Forças Armadas devem promover e utilizar as energias renováveis, de forma a sensibilizar os cidadãos para a utilização de uma energia mais verde (que cumpra com as diretivas, legislação nacional e europeia, e conseqüentemente conduzir à redução da emissão de gases de efeito estufa).

A Força Aérea (FA) tem um consumo energético anual superior a 30 GWh² com um custo monetário bastante significativo.

Desta forma, os próximos capítulos servirão para analisar a implementação de um sistema fotovoltaico e respetiva viabilidade económica, com vista à redução dos encargos energéticos e diminuição dos impactos ambientais.

1.2. Objetivo

A elaboração da tese visa o estudo da viabilidade técnico-económica da implementação de um sistema de fontes de energia renováveis (painéis solares fotovoltaicos) em U/O/S da FA, de forma a produzir energia elétrica e conseqüente fornecimento ao consumo local. O objetivo do trabalho passa por projetar um sistema fotovoltaico de forma a estudar tecnicamente a implementação dos diferentes componentes de um sistema fotovoltaico e as suas características, e posteriormente analisar financeiramente o investimento feito e os respetivos benefícios económicos.

O projeto pensado será no Campo de Tiro (CT) de Alcochete situado maioritariamente na freguesia de Samora Correia, e uma pequena parte na freguesia de Canha. A escolha do CT de Alcochete prende-se por três razões: a grande área disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos; as condições geográficas propícias à instalação dos painéis fotovoltaicos e por fim, o CT de Alcochete é a única unidade da Força Aérea com várias certificações ambientais e estando numa área próxima dos estuários do Tejo e do Sado, classificados como

¹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 4 de outubro

² Dados fornecidos pela Direção de Infraestruturas (DI)

Reservas Naturais, e próximo da Zona de Proteção Especial para aves (ZPE) um estudo para a implementação de fontes de energias renováveis é imperativo.

Com a realização desta Tese de Mestrado pretende-se apresentar dados que comprovem o retorno do investimento e uma poupança energética anual significativa através da utilização de fontes de energia renováveis, conduzindo a uma menor dependência energética e ajudando ao cumprimento das metas estabelecidas no PNAER 2020.

1.3. Descrição sumária e estrutura da dissertação

Este trabalho pretende focar-se em três pontos fundamentais:

- Revisão bibliográfica, com especial enfoque na legislação em vigor sobre a produção e comercialização, em Portugal, de energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis e panorama energético nacional;
- Dimensionamento de um sistema de produção de energia a partir de painéis solares fotovoltaicos, consequente elaboração de estudo prévio e/ou projeto, com vista à sua implementação;
- Estudo de viabilidade técnico-económica para a implementação do sistema em causa, observando os custos de instalação, de manutenção, de operação e respetiva rentabilização do investimento.

A dissertação será dividida em seis capítulos. O capítulo 1 é o da introdução teórica à tese, onde se define o enquadramento, os objetivos e a descrição sumária da dissertação. O capítulo 2 descreve a legislação aplicável ao regime de produção descentralizada, o panorama energético mundial e nacional, faz um enquadramento às energias renováveis em Portugal e faz uma descrição sumária do sector elétrico português.

O capítulo 3 apresenta a teoria aplicável à energia fotovoltaica e respetivo sistema. Começa com um esclarecimento sobre o recurso solar e o movimento e posição da Terra em relação ao Sol, seguido por uma explicação sobre o efeito fotovoltaico e posterior descrição da célula fotovoltaica, características próprias, respetivos modelos matemáticos e tecnologias de fabrico. Por fim faz-se uma descrição dos componentes do sistema fotovoltaico.

O capítulo 4 corresponde à parte prática da dissertação. A primeira parte corresponde ao dimensionamento do sistema fotovoltaico mencionando as diferentes fases a que o projeto vai obedecer. A segunda parte corresponde à implementação de um sistema fotovoltaico em sete áreas distintas seguindo o regime de autoconsumo.

O capítulo 5 está dividido em dois subcapítulos. O primeiro subcapítulo refere-se à estimativa energética do projeto, onde é feita a previsão energética do projeto tendo em conta as perdas ao longo da cadeia de produção fotovoltaica. O segundo subcapítulo analisa a viabilidade económica tendo em conta o investimento feito com o possível retorno da instalação fotovoltaica.

O capítulo 6 faz a apresentação das principais conclusões do trabalho.

1.4. Informação utilizada na dissertação

Na realização desta dissertação foram utilizados três tipos de dados: livros do ramo da energia fotovoltaica; sites que auxiliaram na recolha de dados e que forneceram ferramentas para o cálculo de determinadas incógnitas e o *software* PVSOL 2016 para a conceção do sistema fotovoltaico e posterior avaliação da viabilidade económica do projeto.



2. Conjuntura energética

- Legislação aplicável às energias renováveis;
- Panorama energético mundial;
- Panorama energético nacional;
- Sector Elétrico Nacional.

SÍNTESE

O capítulo 2 resume a legislação nacional em vigor aplicável às energias renováveis, faz a contextualização registando a evolução do cenário energético a nível mundial e nacional; e refere a estrutura e organização do SEN.

2.1. Legislação aplicável às energias renováveis

De acordo com a legislação portuguesa existem duas modalidades de produção de energia elétrica descentralizada. As duas modalidades de produção de energia elétrica são as seguintes: o autoconsumo e a pequena produção (a microprodução e a miniprodução passaram a unidades de pequena produção, funcionando da mesma forma) [1].

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de pequena produção.

Ao consumir a energia que produz, o Campo de Tiro (CT) de Alcochete reduz a sua dependência energética. O CT de Alcochete neste momento tem um contrato como cliente de média tensão com a GALP Energia.

A unidade de produção para autoconsumo (UPAC), possibilita produzir no local a própria energia e colaborar diretamente para uma redução dos encargos energéticos na Unidade.

Pode-se estabelecer uma comparação entre as duas formas de produção descentralizada de energia nas seguintes áreas:

- Atividade de produção
 - Autoconsumo: A produção de energia através de um *mix* de fontes de energia, renováveis ou não renováveis pelas UPAC com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com injeção de energia elétrica preferencialmente na instalação de consumo. O excedente que possa resultar da produção instantânea pode ser injetado na RESP se aplicável, artigo 7.º, alínea c), decreto-lei n.º 153/2014.
 - Pequena produção: A produção de energia através de uma fonte de energia renovável, e injeção da totalidade de energia elétrica à RESP.
- Limites de potência
 - Autoconsumo: De acordo com o artigo 5.º, decreto-lei n.º 153/2014, a potência de ligação da UP tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada no contrato de fornecimento. A potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. O dimensionamento da UPAC deve ser feito de forma a equivaler a eletricidade produzida com a energia consumida, artigo 8.º, alínea e), decreto-lei n.º 153/2014. A venda do excedente é feita ao Comercializador de Último Recurso (CUR), capítulo III, decreto-lei n.º 153/2014.
 - Pequena produção: A potência de ligação da UP tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada no contrato de fornecimento. A energia consumida na respetiva instalação de utilização tem de ser igual ou superior a 50 % da energia produzida pela respetiva unidade. A venda da totalidade da energia elétrica é feita ao CUR.
- Exercício da atividade
 - Autoconsumo: O consumidor pode instalar uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização e consumir a eletricidade gerada nesta. De acordo com o artigo 4.º, decreto-lei n.º 153/2014, é permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP em nome do mesmo produtor. A UP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização.

- Pequena produção: Particulares, condomínios e empresas podem usufruir das UPP desde que devidamente autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização. De acordo com o artigo 4.º, decreto-lei n.º 153/2014, é permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP em nome do mesmo produtor. A UP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização.
- Quotas
 - Autoconsumo: Não há quotas.
 - Pequena produção: De acordo com o artigo 29.º, decreto-lei n.º 153/2014, a potência de ligação não pode ser superior à quota anual de 20 MW.
- Remuneração
 - Autoconsumo:

Se o produtor quiser vender o excedente produzido a remuneração de energia proveniente das UPAC é feita de acordo com a seguinte fórmula, expressa no artigo 24.º, decreto-lei n.º 153/2014:

$$R_{UPAC} = E_{fornecida_m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1.1)$$

- R_{UPAC} = Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês ‘m’;
- $E_{fornecida_m}$ = Energia fornecida no mês ‘m’, em kWh;
- OMIE (Operador Mercado Ibérico) = Valor resultante da média aritmética simples dos preços do fecho do OMIE no mês ‘m’, em €/kWh;

Segundo o artigo 25.º, decreto-lei n.º 153/2014, as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração.

- Pequena produção:

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, artigo 31.º, decreto-lei 153/2014.

A tarifa resultante do modelo de licitação vigorará por um período de 15 anos, desde a data de início de fornecimento da energia produzida pelo sistema à rede pública.

As tarifas diferem entre si de acordo com a sua complexidade, artigo 40.º, decreto-lei 153/2014:

1. Categoria I: instalação de uma UPP;
2. Categoria II: instalação de UPP e instalação de tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos;
3. Categoria III: instalação de uma UPP e coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

A tarifa depende também da fonte de energia utilizada nas UPP, Art.º 3.º, n.º 1, Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro: energia solar: 100% da tarifa (€0,095/kWh); energia de biomassa ou biogás: 90% da tarifa (€0,0855/kWh); energia eólica: 70% da tarifa (€0,0665/kWh); energia hídrica: 60% da tarifa (€0,057/kWh).

- Contagem

- Autoconsumo: De acordo com o artigo 22.º, decreto-lei 153/2014, há contagem obrigatória da eletricidade produzida e da eletricidade injetada na RESP para uma UPAC ligada à RESP com potência instalada superior de 1,5kW.
- Pequena Produção: Contagem obrigatória da eletricidade injetada na RESP.

O Anexo A compila um quadro com o processo de licenciamento nas duas modalidades.

2.2. Panorama energético mundial

Em pleno século XXI podemos afirmar que a energia desempenha um papel fundamental na nossa sociedade. O Homem usa a energia em casa, no trabalho, em viagens. Para além disso, também usamos energia de forma indireta ao comprar produtos que necessitaram de energia para serem fabricados, empacotados e posteriormente distribuídos.

Podemos afirmar que atualmente existe um amplo e diversificado conjunto de recursos energéticos disponíveis, e para além disso a tecnologia está cada vez mais avançada o que permite que haja uma maior eficiência energética e uma utilização mais segura e confiável da energia.

Devido ao aumento populacional e ao desafio de satisfação das necessidades do quotidiano o consumo de energia, bem como a quantidade de energia produzida tem aumentado de ano para ano. Como se pode observar pela figura 2.1, desde 1965 até 2014 o consumo de energia primária mundial aumentou de 3 728 Mtep para 12 928 Mtep, ou seja, o consumo de energia primária mundial mais que triplicou.

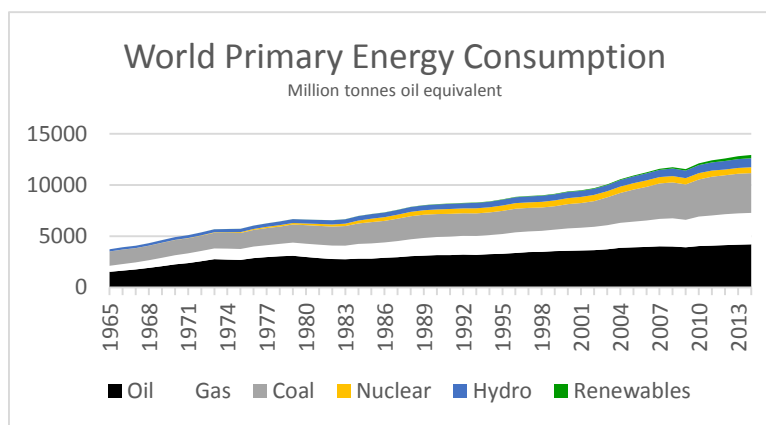


Figura 2.1: Consumo de energia primária mundial 1965-2014 [2].

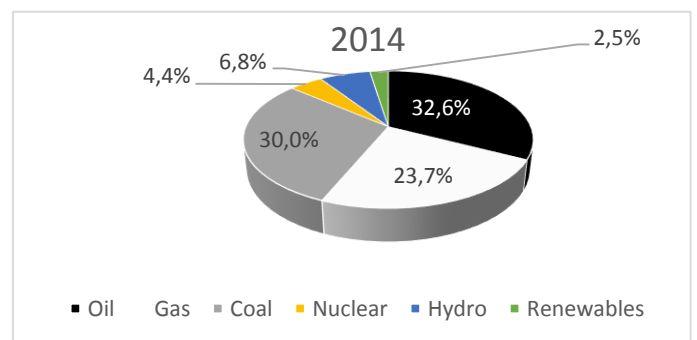
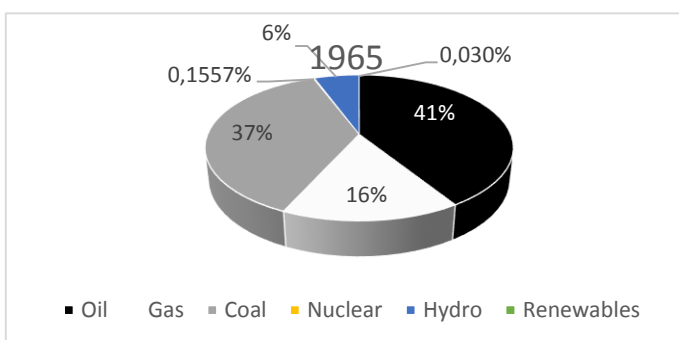


Figura 2.2: Evolução do consumo das fontes de energia primária [2].

Por observação dos gráficos da figura 2.2, pode-se concluir que o consumo de energia primária com base em energias fósseis continua a dominar o mercado, embora a sua quota de mercado tenha diminuído de 94% em 1965 para 86,3% em 2014. O petróleo continua a fonte energética dominante a nível mundial. Outro facto importante de salientar prende-se com a diversificação das fontes de energia primária. Entre 1965 e 2014 a energia nuclear e as energias renováveis expandiram-se a um ritmo elevado, aumentando 28,25 e 83,3 vezes, respetivamente, o seu consumo nesse período.

O crescimento das economias redundando diretamente num aumento da qualidade de vida e conseqüentemente do consumo de produtos mais tecnológicos como novas moradias, eletrodomésticos, carros, telemóveis e computadores, fazendo com que haja uma maior procura energética.

O consumo de energia primária de cada país/região está diretamente relacionado com o tipo de recursos endógenos presentes nessas regiões. Regiões com grandes reservas de recursos fósseis tendem a utilizar recursos não renováveis em detrimento de recursos renováveis. A figura 2.3 ilustra o padrão de consumo de energia primária por região continental.

A região Pacífico Asiática, devido ao contínuo crescimento económico e ao crescimento populacional, detém a maior percentagem de consumo de energia, aproximadamente 40% da quota global.

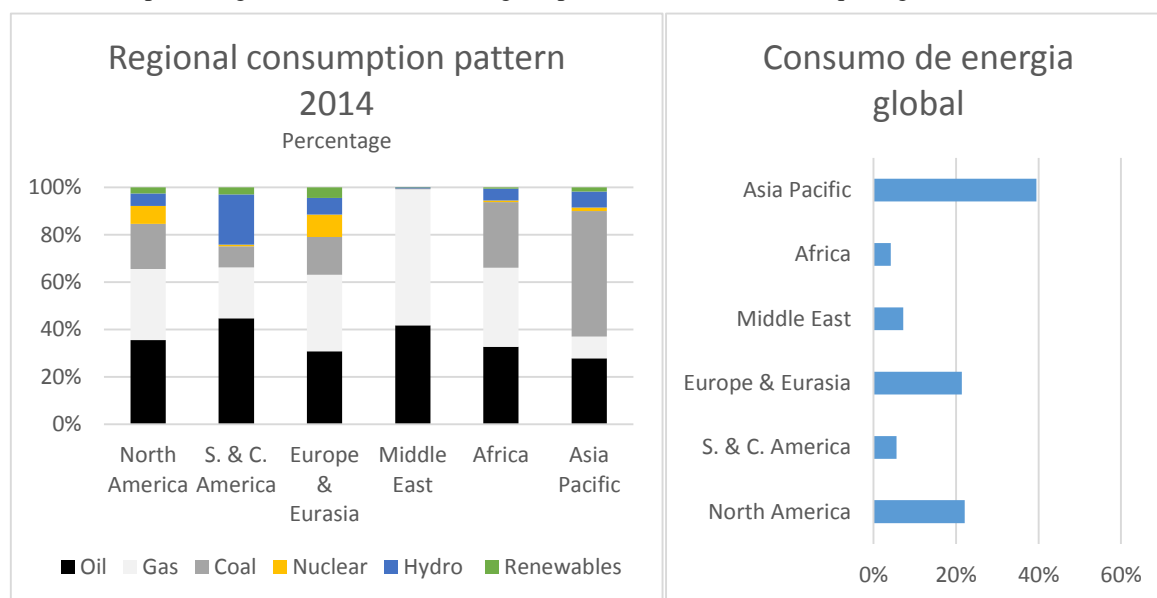


Figura 2.3: Consumo regional de energia primária e as suas percentagens [2].

A contínua necessidade energética e o constante crescimento económico provocaram inúmeros problemas ambientais, tais como derrames de petróleo, aumento do efeito estufa, alterações climáticas e poluição atmosférica resultante do transporte e queima de combustíveis fósseis.

A poluição atmosférica é maioritariamente contabilizada pela quantidade de biliões de toneladas de CO₂ emitidas para a atmosfera. Para fazer face à elevada quantidade de CO₂ na atmosfera os governos têm criado medidas políticas mais rigorosas para conter as emissões de CO₂. O Protocolo de Quioto [3] foi um tratado internacional que se traduziu num compromisso rígido para estabelecer metas para as emissões de CO₂, reforma dos sectores da energia e transporte e a promoção do uso de fontes de energias renováveis. Mais recentemente, a Conferência do Clima (COP 21) de Paris [4] estabeleceu um acordo entre os países para diminuir a emissão de gases de efeito estufa e conseqüentemente diminuir o aquecimento global.

Nos próximos anos a política energética, como referido anteriormente, continuará a sofrer grandes alterações. Os intervenientes mundiais irão ser países não pertencentes à Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), tais como a China e a Índia. Estima-se que irá haver uma redução do consumo de recursos não renováveis e conseqüentemente um incremento no consumo de recursos renováveis, embora os recursos fósseis continuem a dominar a quota global [2]. É previsto que as emissões de CO₂ irão descer ligeiramente nos países da OCDE enquanto que em países não pertencentes à OCDE o seu valor irá continuar a aumentar. A figura 2.4 demonstra a previsão evolução do panorama energético até ao ano 2035.

O grande objetivo da política energética deverá centrar-se na segurança do fornecimento de energia, sendo atingido através da diversificação das fontes de energia (maximizando os recursos renováveis), o uso de recursos endógenos e a diversificação dos fornecedores de energia importada [5].

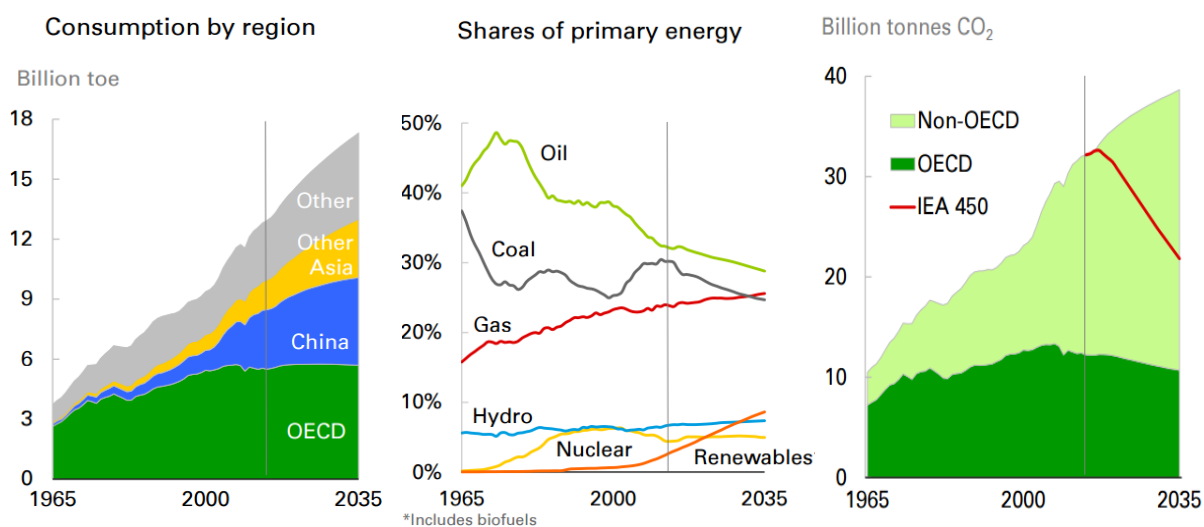


Figura 2.4: Evolução do panorama energético 1965-2035 [2].

2.3. Panorama energético nacional

A estratégia energética em Portugal tem de obedecer a princípios básicos tais como a segurança do abastecimento de energia, o cuidado pela proteção ambiental e o incentivo à competitividade do mercado.

Portugal é um país que não possui recursos energéticos fósseis, tais como o petróleo, gás natural e carvão, recursos esses necessários para fazer face às necessidades energéticas de um país desenvolvido. Como tal, Portugal apresenta uma elevada dependência energética externa, embora esse valor esteja a ser diminuído devido à aposta em recursos energéticos renováveis endógenos tais como o sol, vento e água.

Como se pode observar pela figura 2.5, de 2006 a 2014 houve uma redução do consumo da energia primária em Portugal passando dos 25 971 ktep para os 20 921 ktep, ou seja, ocorreu uma redução de aproximadamente 20% no consumo de energias primárias em Portugal, devido a medidas de eficiência energética e devido à recessão económica que alterou os padrões de consumo de energia primária.

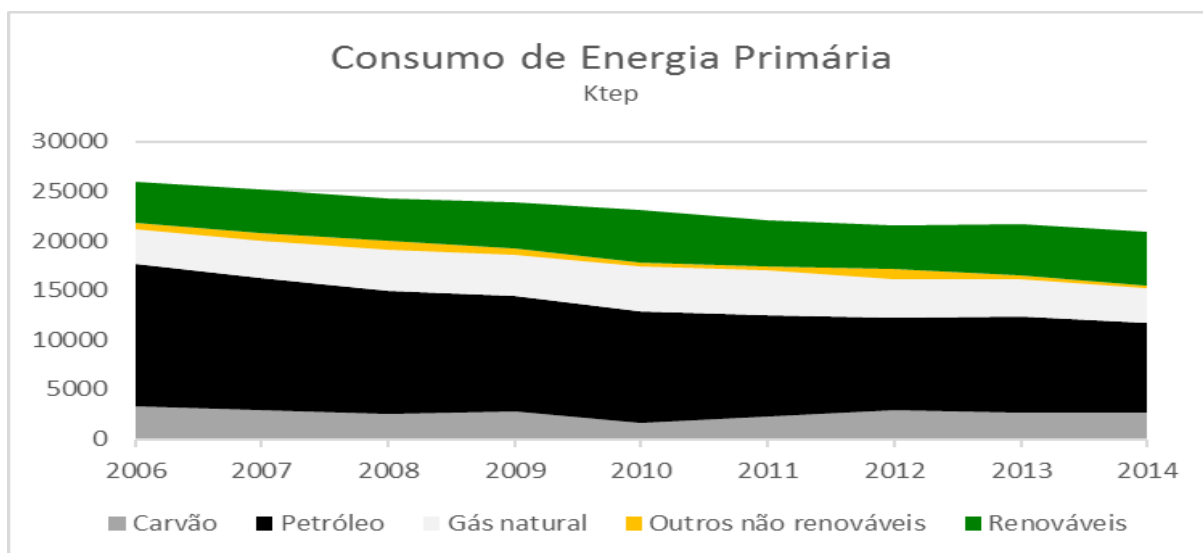


Figura 2.5: Consumo de energia primária portuguesa 2006-2014 [6].

Para complementar as medidas de eficiência energética e para que o consumo de energia primária seja reduzido a Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, ratificou o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética referente ao período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016)³ e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis referente ao período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020).

Para 2020, o PNAEE, pretende que haja uma redução no consumo de energia primária de 25% e para a Administração Pública uma redução de 30%.

A nível militar deve ser referido que o Ministério da Defesa não foi consultado aquando a definição dos Planos Nacionais de Ação para a Eficiência Energética. A política energética do Ministério de Defesa não foi definida, estando abrangida ao programa de administração pública ou na política ambiental do ministério. Analisando a figura 2.6, verifica-se que o petróleo continua a ser a principal fonte de energia primária (43,4%), seguido das renováveis (25,9%), gás natural (13,8%) e carvão (12,8%).



Figura 2.6: Evolução do consumo das fontes de energia primária em Portugal [6].

Constata-se que os recursos fósseis continuam a dominar o mercado, embora a sua quota de mercado tenha diminuído de 81,6% em 2005 para 72,9% em 2014. Esta redução deve-se à expansão das energias renováveis (continuam a ser a segunda fonte de energia primária) que aumentaram a sua quota de mercado de 16% em 2005

³ Resolução de Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de maio

para 25,9% em 2014. A energia eólica e a energia hídrica foram aquelas que mostraram um maior crescimento neste período.

A promoção da utilização de fontes de energia renováveis assumiu uma grande relevância face aos problemas económicos e ambientais, tão importantes no mundo atual. A figura 2.7 ilustra o consumo final de energia por setor de atividade, sendo observável uma redução no consumo total de energia final entre 2006-2014.

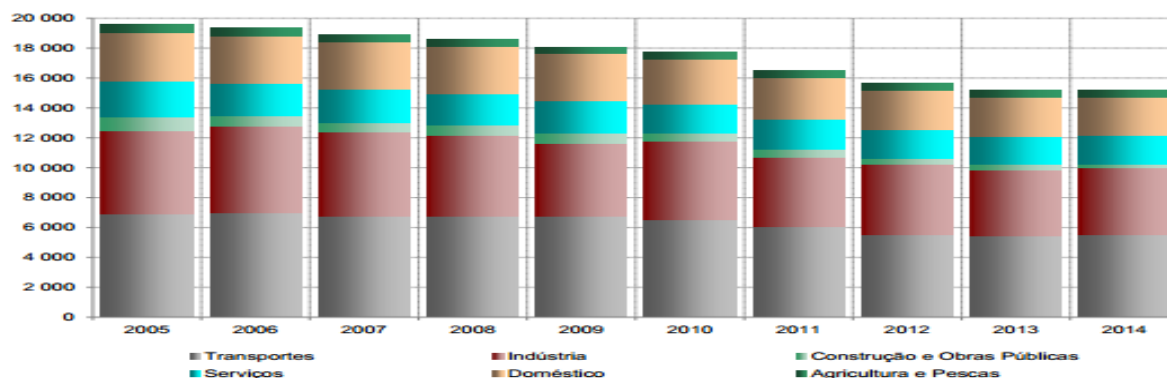


Figura 2.7: Consumo de energia final por sector de atividade [7].

Em 2014, os transportes, a indústria, o sector doméstico e serviços foram os sectores de atividade que registaram, respetivamente, a maior proporção de consumo de energia final.

2.4. Energias renováveis

Como referido anteriormente a utilização de fontes de energia renováveis não só reduz a dependência energética portuguesa face aos recursos fósseis, como permite a diferenciação das fontes energéticas, diminui o impacto de emissões de CO₂ e outros gases de efeito estufa e tem um impacto positivo na criação de riqueza e criação de emprego.

Face à importância do crescimento do uso de energias renováveis está a ser estudada a possibilidade da Comissão Europeia contribuir para o financiamento de iniciativas dos Estados Membros no âmbito da utilização de energias renováveis.

A política de investimento nas energias renováveis deve ser prosseguida nos próximos anos, devido a diretivas europeias e nacionais.

A União Europeia (UE) através da Diretiva 2009/28/CE definiu o objetivo de alcançar, até 2020, uma contribuição de 20% de energia originária de fontes renováveis no consumo final bruto de energia e uma contribuição de 10% no sector dos transportes.

No Pacote Energia-Clima 2030 foi definida a meta vinculativa de que o consumo total de energia da UE em 2030 fosse proveniente em pelo menos 27% de energias renováveis. Esta meta é coletiva, dado que resulta da colaboração dos diversos Estados Membros, podendo estes fixar metas nacionais mais ambiciosas.

No caso português, o Decreto-Lei n.º 141/2010 (posteriormente ratificado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013) transpôs em parte a Diretiva FER e PNAER 2020 estabelecendo uma meta de 31% para o uso de energia renovável no consumo final bruto de energia, apresentado na figura 2.8, e 10% para o consumo energético nos transportes,

em 2020. Para além das metas definidas também se pretende a inclusão de 59,6% de energia renovável na eletricidade até 2020.

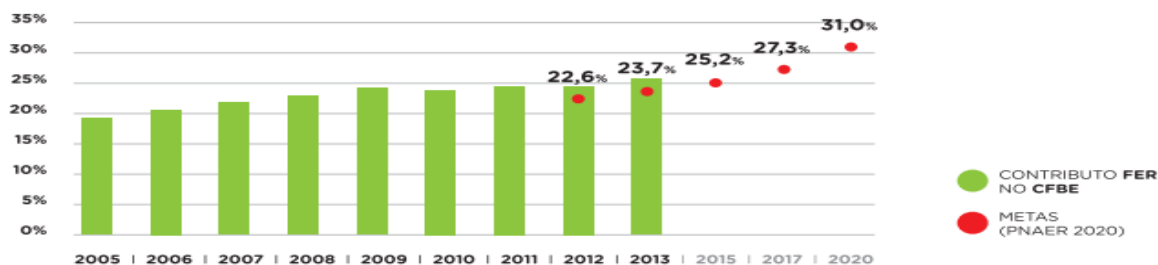


Figura 2.8: Evolução de FER no consumo final bruto de energia [8].

Em 2013 o contributo das Fontes de Energias Renováveis (FER) no consumo final bruto de energia foi de 25,4%, no entanto o PNAER 2020 aponta uma utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia de 25,2% para 2015 e 2016; e 27,3% para 2017 e 2018.

O Compromisso para o Crescimento Verde, de abril de 2015, em consonância com o PNAER 2020 determina o objetivo de “Reforçar o peso das energias renováveis”, estabelecendo a meta de 31% de renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 e 40% em 2030.

Através da figura 2.9, é observável que a potência instalada das FER tem sido incrementada em Portugal. A energia hídrica continua a ser a fonte renovável com maior capacidade instalada embora a tecnologia com maior crescimento desde 2006 tenha sido a energia eólica, aproximadamente 3,3 GW. Em termos relativos a tecnologia, a que mais evoluiu foi a energia fotovoltaica.

A figura 2.10 demonstra a produção anual de energia elétrica com base nas FER em Portugal.

A quota de produção de eletricidade com base nas FER em 2014 foi de 51,8% ainda assim um valor que tem de ser incrementado, de forma cumprir a Diretiva FER para 2020 que estabelece uma quota de 59,6% na produção de eletricidade com base nas FER. A produção hídrica foi responsável aproximadamente por metade da energia elétrica produzida, acompanhada pela produção eólica (37%), a biomassa (10%), a fotovoltaica (2%) e a geotérmica (0,6%).

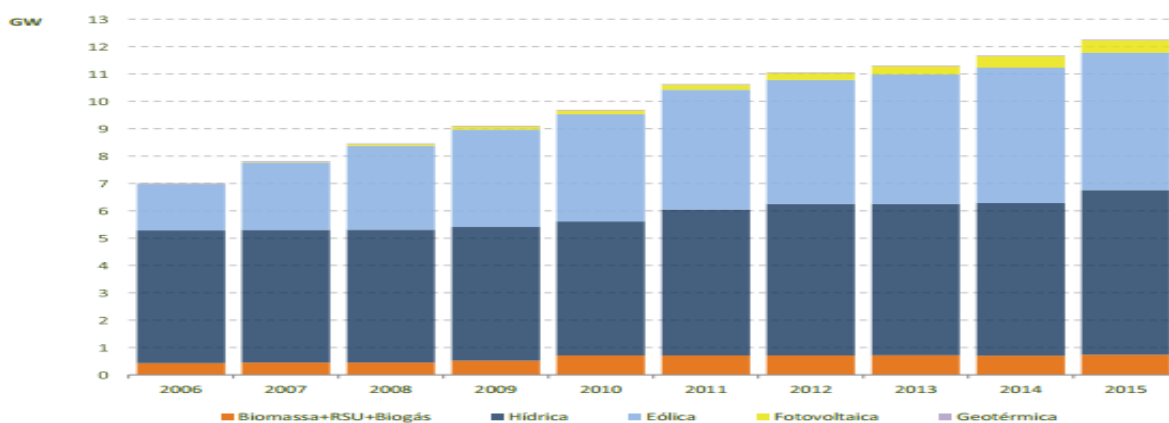


Figura 2.9: Potência instalada das FER 2006-2014 [6].

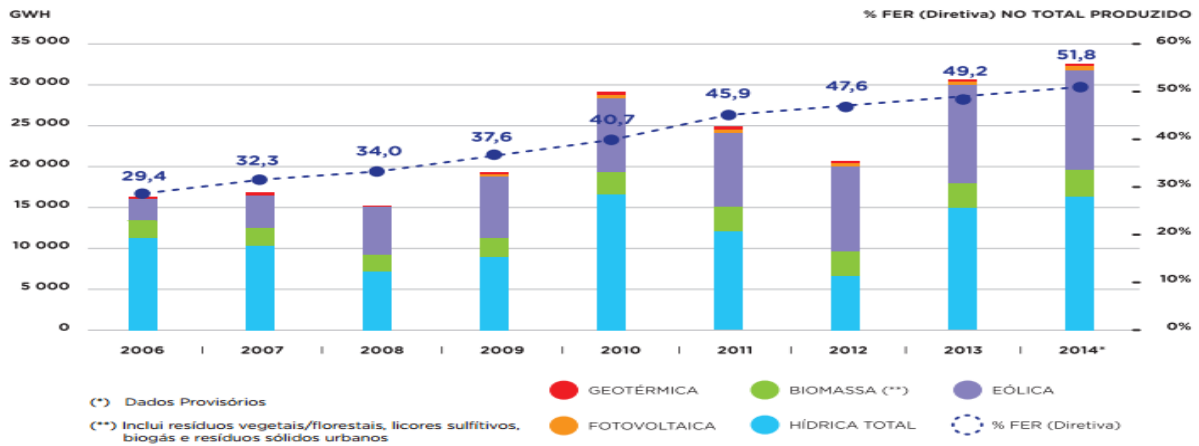


Figura 2.10: Produção anual de eletricidade a partir das FER [8].

2.5. Sistema Elétrico Nacional

Atualmente, a energia que utilizamos diariamente é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia, tais como o carvão, o gás natural, o petróleo, a água, o vento, o sol e a biomassa.

A natureza das fontes de energia tem uma grande importância na forma de organização da produção de eletricidade.

Os princípios organizacionais e as normas que são aplicadas no desempenho das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização do Sistema Elétrico Nacional (SEN) foram determinados pelo decreto-lei 172/2006 e pelo decreto-lei 264/2007.

Os decretos-leis mencionados anteriormente tinham o objetivo de responder à Diretiva do Parlamento Europeu e Conselho, Diretiva nº 2003/54/CE, em que se pretendia a criação de um mercado livre e concorrencial na área energética.

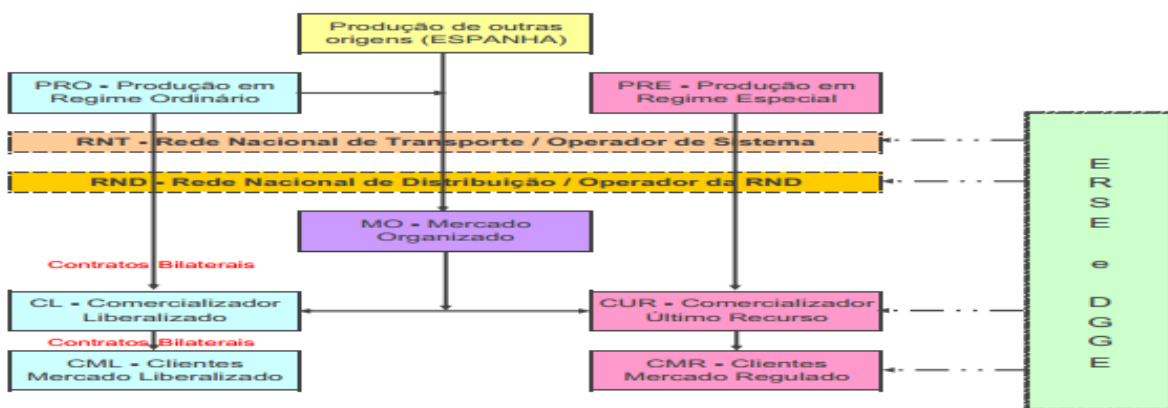


Figura 2.11: Organização do Sistema Elétrico Nacional [9].

A figura 2.11 demonstra simplificada a organização do Sistema Elétrico Nacional, como foi definido pelo decreto-lei 29/2006.

A produção de eletricidade funciona de acordo com um mercado liberalizado, cabendo ao Estado criar as condições adequadas ao desenvolvimento do mercado e suprir eventuais falhas de mercado.

A produção de eletricidade divide-se em dois tipos de produção: (i) Produção em Regime Ordinário (PRO), com base na produção de eletricidade com fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos e (ii) Produção em Regime Especial, com base na cogeração e na produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis [10].

O transporte de eletricidade é feito através da Rede Nacional de Transporte (RNT) cuja concessão é executada exclusivamente e em regime público pela Redes Energéticas Nacionais (REN). A utilização das redes de transporte requer a aplicação de tarifas reguladas [10].

A distribuição de eletricidade é feita através da Rede Nacional de Distribuição (RND), em baixa, média e alta tensão, cuja concessão é executada exclusivamente e em regime público pela EDP Distribuição [10].

A comercialização da eletricidade é livre estando sujeita à atribuição de licenças pelo Estado Português, onde estão enumerados a lista de deveres e de direitos. Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade, tendo de ter acesso à RNT e RND, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem escolher o comercializador de eletricidade pretendido [10].

As atividades acima mencionadas estão sujeitas à regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A segurança de abastecimento, garantida pelo Estado, é monitorizada pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) [10].

[Página intencionalmente em branco]



3. Teoria aplicável à energia fotovoltaica

- Radiação solar;
- Movimento e posição da Terra em relação ao Sol;
- Efeito fotovoltaico;
- Célula fotovoltaica;
- Modelos matemáticos;
- Potência-pico, rendimento e fator de forma;
- Regime de funcionamento;
- Módulos fotovoltaicos;
- Sistemas fotovoltaicos.

SÍNTESE

O capítulo 3 apresenta a teoria aplicável à energia fotovoltaica e respetivo sistema. Inicia com um esclarecimento sobre o recurso solar e o movimento e posição da terra em relação ao sol, seguido por uma explicação sobre o efeito fotovoltaico, descrição da célula fotovoltaica, características próprias, respetivos modelos matemáticos e tecnologias de fabrico. Por fim, faz-se uma descrição dos componentes do sistema fotovoltaico.

O sol transmite energia na forma de radiação. A energia solar tem como principais vantagens o facto de ser inesgotável, não ser poluente e ser praticamente utilizável em todas as zonas do globo. Da energia transmitida pelo sol, sob a forma de radiação, apenas uma pequena parte chega à Terra. A figura 3.1 ilustra a energia solar que atinge a superfície terrestre com o consumo anual de energia por fonte primária. A Terra recebe cerca de 1 410 W/m² ou cerca de 1x10¹⁸ kWh/ano de energia, da qual aproximadamente 20% é absorvida pelos gases na atmosfera, 35% é refletida pelas nuvens e apenas 45% é absorvida pelo solo e pela água [10].

A quantidade de energia solar que atinge a superfície do planeta anualmente consegue suprimir as atuais necessidades energéticas em 10000 vezes.

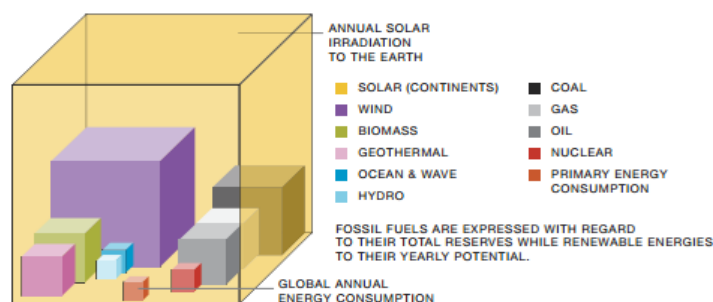


Figura 3.1: Energia solar que atinge a superfície da Terra em comparação com o consumo global anual de energia [11].

3.1. Radiação solar

A radiação solar que atinge a Terra é constituída por radiação direta, proveniente diretamente do sol, e por radiação difusa. Ao atingir o solo, a radiação solar sofre uma maior ou menor reflexão, em função da superfície em causa. A fração de energia que é refletida numa superfície em relação à energia total incidente designa-se por coeficiente de reflexão (albedo). As superfícies de cor clara (e.g. neve) refletem quase toda a energia solar incidente, têm um albedo bastante elevado. As superfícies de cor mais escura têm um albedo menor. Quanto maior for a inclinação dos raios solares maior será o albedo, e consequentemente, a energia refletida [12].

A energia solar que atinge a Terra não tem uma intensidade uniforme em todas as regiões do globo. A quantidade total de energia solar incidente por unidade de área denomina-se irradiação solar, cuja unidade de medida é em kWh/m².

Como se observa na figura 3.2a, a irradiação solar na Europa é díspar. Os países Nórdicos (Dinamarca, Noruega, Suécia e Finlândia), situados numa latitude mais elevada, têm uma irradiação solar anual compreendida entre os 700-1 000 kWh/m². Os países do Sul (Portugal, Espanha, Itália, Grécia), situados numa latitude menos elevada, têm uma irradiação solar entre os 1 300-1 900 kWh/m².

Portugal, como é possível visualizar na figura 3.2b, possui um índice de irradiação solar que varia entre os 1 450-1 850 kWh/m², sendo um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar, aproximadamente o dobro dos países nórdicos.

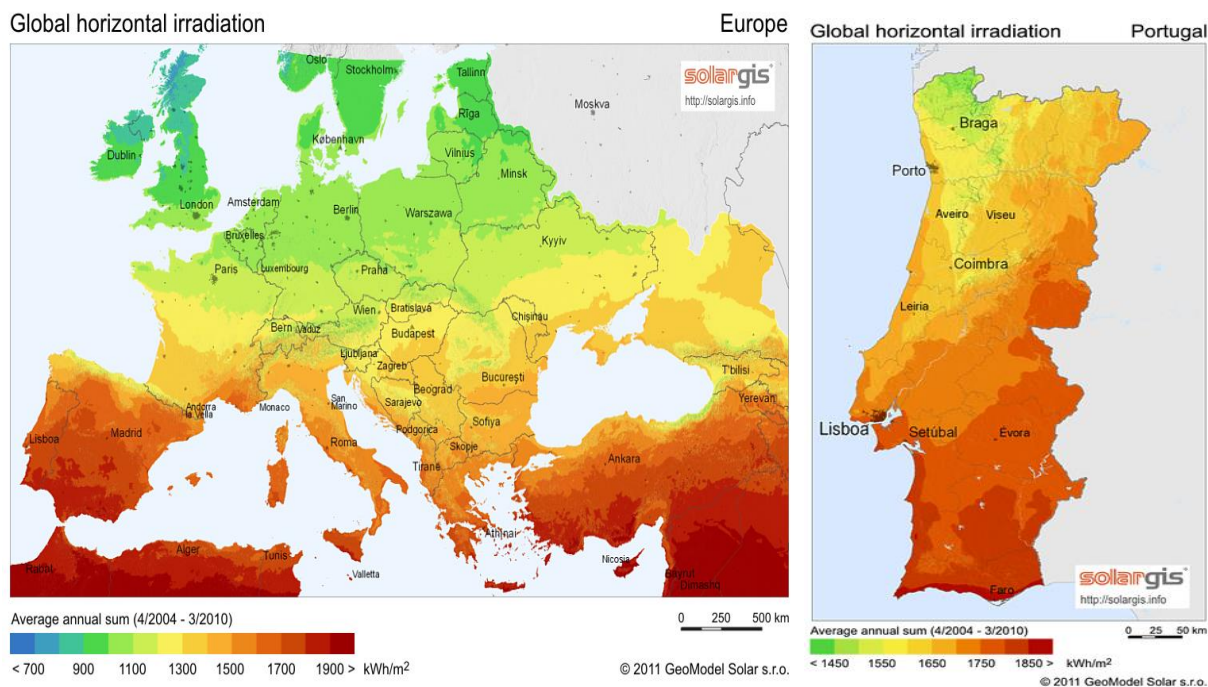


Figura 3.2: Distribuição da irradiação solar anual na Europa (a) e em Portugal (b) [13].

O número médio anual de horas de Sol, em Portugal, varia entre as 2 200-3 000h. Tendo em conta estes números, face às suas condições geográficas, o país não tem adotado medidas significativas de forma a aproveitar e rentabilizar a energia solar. A Alemanha é líder europeia no aproveitamento da energia solar, com mais de 4 milhões de m² de coletores térmicos instalados. A Grécia, país com um clima idêntico e economicamente semelhante, tem mais de 3 milhões de m² de coletores térmicos instalados, cerca de 3 vezes superior a Portugal [14].

3.2. Movimento e posição da Terra em relação ao Sol

O movimento de translação da Terra em volta do Sol descreve uma trajetória eclíptica. O movimento de rotação em torno do eixo da Terra mantém-se paralelo a si próprio durante a translação. O eixo faz um ângulo de 23,45° com a direção normal ao plano da eclíptica, sendo essa inclinação responsável pela diferença da energia solar que incide na superfície da Terra dando origem às estações do ano.

A declinação solar, δ_s , é o ângulo entre o plano do equador e a reta definida pelo centro da Terra e Sol, que permite determinar a melhor inclinação do sistema fotovoltaico, maximizando a energia recebida pela radiação solar [15]. A declinação solar é dada pela seguinte expressão:

$$\delta_s = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + n)\right) \quad (3.1)$$

- δ_s : declinação solar em graus;
- n: número de dias.

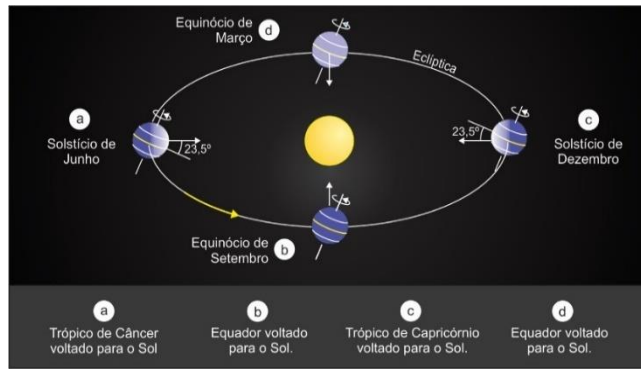


Figura 3.3: Posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano [16].

A irradiação solar depende da altura do sol (γ_s), e calcula-se a partir de uma base horizontal. A altura do sol altera-se ao longo do dia e do ano.

A luz solar segue o percurso mais curto na atmosfera, que corresponde a uma posição do Sol perpendicular à superfície terrestre. No Verão, o ângulo de incidência solar é maior e consequentemente o percurso na atmosfera é mais curto; no Inverno, o ângulo de incidência solar é menor, dando origem a um percurso maior na atmosfera. Por último existe uma maior absorção e difusão da radiação solar, o que resulta numa menor irradiância. A massa de ar (fator AM) indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera num determinado local, num determinado momento [12]. A relação entre a posição do sol e a massa de ar é dada pela seguinte expressão:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (3.2)$$

A melhor inclinação do sistema fotovoltaico deve considerar a posição do sol a uma determinada hora e local. A posição do Sol é determinada por duas coordenadas angulares: *solar altitude angle*, α (ângulo entre o plano do horizonte e os raios solares), e o *solar azimuth angle*, α_s (ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul). O valor α_s é negativo antes do meio-dia e positivo para as restantes doze horas.

As coordenadas angulares obtêm-se em função de três ângulos fundamentais:

- *Solar hour angle* $h_s = 15^\circ \times$ (tempo em horas, desde o meio-dia solar); $h_s < 0$ (antes do meio-dia) e $h_s > 0$ (depois do meio-dia);
- Latitude (L);
- Declinação solar, δ_s [15].

Das relações trigonométricas obtêm-se:

$$\sin \alpha = \sin L \sin \delta_s + \cos L \cos \delta_s \cos h_s \quad (3.3)$$

$$\sin \alpha_s = \frac{\cos \delta_s \sin \delta_s}{\cos \alpha} \quad (3.4)$$

Os sistemas que seguem a posição do sol produzem mais energia, tendo um maior aproveitamento quer em condições de radiação direta ou em condições de maior nebulosidade.

Os dispositivos de seguimento solar permitem acompanhar o trajeto do sol diariamente e ajustar o ângulo de inclinação para maiores períodos (semanas ou meses).

Este tipo de sistemas não foi estudado no projeto pelo facto de acarretar maiores custos de equipamento, de instalação e de operação e manutenção.

3.3. Efeito fotovoltaico

A luz que o olho humano capta todos os dias é apenas uma fração da energia total emitida pelo sol que incide na terra. A luz solar é uma forma de radiação eletromagnética, sendo a luz visível apenas uma parte do espectro eletromagnético. O espectro eletromagnético descreve a luz como uma onda caracterizada por um determinado comprimento de onda.

Planck afirmou que a energia total da luz é feita de indistinguíveis elementos de energia ou *quantum* de energia. Einstein, enquanto examinava o efeito fotoelétrico distinguiu corretamente os valores destes *quantum* de energia. Pelos seus trabalhos nesta área Planck e Einstein ganharam respetivamente o prémio nobel da física em 1918 e 1921. Com base nestes trabalhos, a luz pôde ser caracterizada através de partículas de energia, partículas essas designadas por fotões.

As características chave que devem ser salientadas quando se aborda a energia solar incidente, devido à importância em determinar a luz solar incidente que interage com um conversor fotovoltaico, são:

- O conteúdo espectral da luz incidente;
- A irradiação solar;
- O ângulo entre a radiação solar incidente e a superfície do módulo fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez pelo físico francês Alexandre Becquerel em 1839, quando se apercebeu que certos materiais produziam pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz. Albert Einstein, em 1905, descreveu a natureza da luz e o efeito fotoelétrico nos quais se baseia a tecnologia fotovoltaica. De uma forma simplista pode-se afirmar que o efeito fotovoltaico é a conversão direta da luz em eletricidade a nível atómico [17].

Os fotões contêm diferentes quantidades de energia correspondentes a diferentes comprimentos de onda da luz. Quando os fotões incidem numa célula fotovoltaica, num material semiconductor, podem ser refletidos ou absorvidos. Quando um fotão é absorvido, a energia de um fotão é transferida para um eletrão no átomo da célula fotovoltaica.

Os materiais semicondutores, que evidenciam essas características e que são mais utilizados são o silício, arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. Os materiais semicondutores pertencem ao grupo IV da tabela periódica, ou uma combinação do grupo III-V, ou uma combinação do grupo II-VI. Estas combinações devem-se às diferentes propriedades dos elementos de cada grupo, evidenciadas pela sua *bond structure* [18].

Os semicondutores referidos anteriormente têm a banda de valência completamente cheia e a banda de condução vazia. A zero Kelvin os eletrões encontram-se todos na banda de valência (neste momento o semiconductor não conduz eletricidade comportando-se como um isolante). Com o aumento da temperatura, os

elétrons absorvem energia, e se os elétrons adquirirem energia suficiente deslocam-se da banda de valência para a banda de condução produzindo uma corrente elétrica no interior da estrutura cristalina do semicondutor. Essa energia é designada por *band gap*. Quando o elétron deixa o seu lugar na banda de valência fica um buraco que é preenchido por outro elétron por efeito de recombinação. O efeito de recombinação faz com que o semicondutor fique eletricamente neutro. Um semicondutor sem impurezas é chamado intrínseco. Por vezes adicionam-se substâncias para desorganizar a estrutura do semicondutor, designadas por dopantes, que facilitam as reações químicas e que fazem com que a condutividade elétrica aumente significativamente.

Quando o semicondutor é negativamente carregado, com mais um elétron de valência, designa-se por semicondutor de tipo N. Os materiais do tipo N pertencem ao grupo V da tabela periódica. Ao condutor positivamente carregado, com menos um elétron de valência, denomina-se um semicondutor do tipo P. Os materiais do tipo P pertencem ao grupo III da tabela periódica.

Para se obter uma célula fotovoltaica é necessário que haja uma junção p-n, para que os elétrons do semicondutor tipo N migrem para o semicondutor tipo P, onde existem buracos que os capturam, gerando assim uma diferença de potencial devido ao deslocamento de cargas. A migração de elétrons não ocorre indeterminadamente porque ocorre a formação de um campo elétrico que impede a troca de elétrons na área da junção.

Ao receberem fótons da luz visível os elétrons ganham energia, as cargas são aceleradas, mas não conseguem fluir entre a camada N e a camada P. Se as duas camadas forem ligadas externamente à circulação de elétrons entre as diferentes camadas criando-se uma corrente elétrica que é aproveitada. Este é o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [12].

3.4. Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é um aparelho eletrónico que converte a luz solar em eletricidade. A luz que atinge a célula fotovoltaica produz corrente e tensão para gerar potência elétrica. Este processo requer primeiramente um material no qual a absorção da luz faça o elétron passar a um *high energy state*. Adicionalmente, é necessário que o movimento desta *high energy state* do elétron passe da célula fotovoltaica para um circuito externo. Existe uma grande variedade de materiais e processos que podem potencialmente satisfazer os requerimentos de conversão de energia fotovoltaica, contudo, os materiais semicondutores na forma de junção p-n, são os mais utilizados.

3.4.1. *Collection probability*

A *collection probability* é a probabilidade que um *carrier* gerado pela absorção de radiação numa certa região do aparelho ser recolhido pela junção p-n e, conseqüentemente contribuir para a corrente gerada (a probabilidade depende da distância média que o *carrier* se pode mover desde a zona de geração até à zona em que se recombina). A *collection probability* está dependente das propriedades do material da célula fotovoltaica. A *collection probability* dos *carriers* gerados pela zona de depleção é unitária, dado que os pares elétron-buraco são rapidamente arrastados pelo campo elétrico e recolhidos. À medida que se vai afastando da área de junção a *collection probability* baixa.

Se o *carrier* é gerado a um ritmo superior ao comprimento de difusão, numa zona mais afastada da junção, a *collection probability* baixa. Similarmente, o mesmo acontece quando o *carrier* é gerado mais perto de uma

região em que a superfície tem uma alta taxa de recombinação, o que permite que o *carrier* se recombinem. O impacto de uma superfície passiva e o comprimento de difusão na *collection probability* é comprovado na figura 3.4.

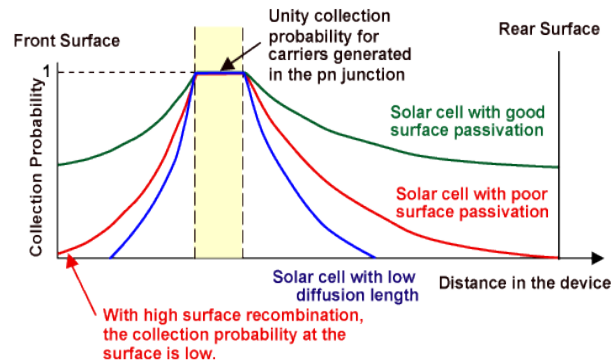


Figura 3.4: Impacto da surface passivation e o comprimento de difusão na collection probability [19].

3.4.2. Eficiência de *quantum*

É o rácio entre o número de *carriers* recolhidos pela célula fotovoltaica para o número de fótons de uma dada energia incidente da célula fotovoltaica. A eficiência de *quantum* pode ser dada como função do comprimento de onda ou da energia. Se todos os fótons de um certo comprimento de onda são absorvidos e os *carriers* minoritários resultantes são recolhidos, então a eficiência de *quantum* num particular comprimento de onda é unitário. A eficiência de *quantum* para fótons com uma energia abaixo da *band gap* é zero. A curva de uma eficiência de *quantum* para célula ideal é explicada pela figura 3.5.

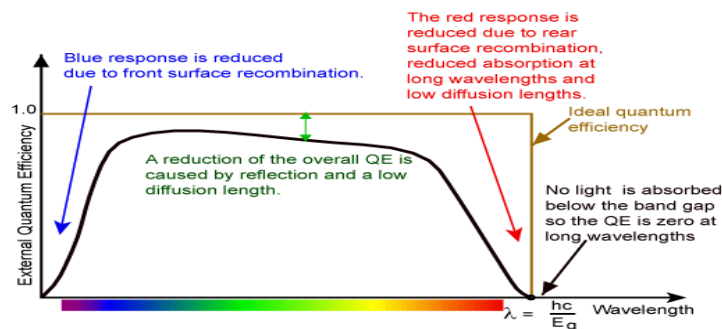


Figura 3.5: Eficiência de *quantum* numa célula fotovoltaica de silício [20].

3.4.3. Resposta espectral

A resposta espectral é o rácio entre a corrente gerada pela célula fotovoltaica e a potência incidente na célula fotovoltaica. A resposta espectral ideal é limitada a longos comprimentos de onda, pelo facto de os semicondutores não conseguirem absorver fótons com energia abaixo do *band gap*.

Energias acima do *band gap* não são utilizadas pela célula fotovoltaica contribuindo para o aumento da temperatura da célula fotovoltaica [21].

3.5. Modelos matemáticos

O estudo do comportamento de uma célula fotovoltaica em diversas condições de operação e consequentemente de um módulo fotovoltaico pode ser realizado através de um modelo matemático capaz de simular as condições de operação por intermédio de um circuito elétrico equivalente, como é usual utilizar-se na engenharia.

A forma mais simples de representar uma célula fotovoltaica é por uma fonte de corrente e um díodo. É usual representar a célula através de dois modelos matemáticos. O primeiro, constituído por um díodo e três parâmetros, e o segundo, por de um díodo e cinco parâmetros [10].

3.5.1. Modelo de um díodo e três parâmetros

O modelo de um díodo e três parâmetros é representado pelo circuito elétrico equivalente representado na figura 3.6.

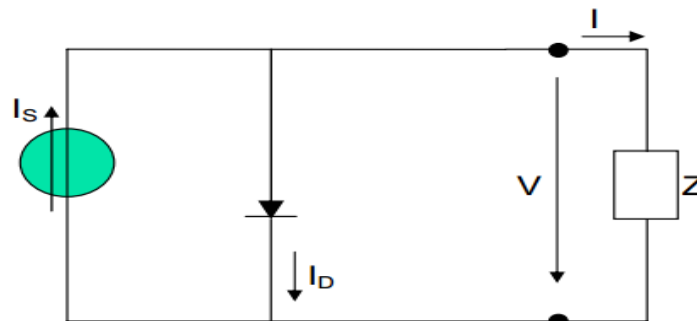


Figura 3.6: Circuito elétrico equivalente do modelo de 1 díodo e 3 parâmetros [9].

A fonte I_S representa a corrente elétrica gerada pelo feixe de radiação luminosa ao incidir sobre a superfície ativa da célula. A junção p-n funciona como um díodo que é percorrido por uma corrente, I_D , que depende da tensão aos terminais da célula, V . A expressão da corrente I_D é dada por:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (3.5)$$

- I_0 : corrente inversa de saturação do díodo;
- m : fator de idealidade do díodo (díodo ideal: $m=1$; díodo real: $m>1$);
- V_T : potencial térmico

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (3.6)$$

- K : constante de Boltzmann ($K=1,38 \times 10^{-23}$ J/K);
- T : temperatura absoluta da célula em K;
- q : carga elétrica do eletrão ($q=1,6 \times 10^{-19}$ C).

A corrente aos terminais da célula, I , é dada por:

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (3.7)$$

Existem dois pontos de funcionamento que devem ser destacados: o curto-circuito exterior e o circuito aberto.

3.5.1.1. Curto-circuito exterior

As seguintes equações correspondem ao ponto de curto-circuito exterior:

$$\begin{aligned} V &= 0 \\ I_D &= 0 \\ I &= I_S = I_{CC} \end{aligned}$$

O ponto de curto-circuito exterior corresponde ao ponto de operação onde se atinge o valor máximo da corrente de carga, ou seja, o máximo de corrente gerada pelo efeito fotoelétrico. Na situação de curto-circuito exterior, o valor da corrente de curto-circuito I_{CC} é igual à corrente gerada, dependendo da radiação incidente.

3.5.1.2. Circuito aberto

As seguintes equações correspondem ao ponto de circuito aberto:

$$\begin{aligned} I &= 0 \\ V_{ca} &= mV_T \ln \left(1 + \frac{I_S}{I_0} \right) \end{aligned} \quad (3.8)$$

O ponto de circuito aberto corresponde ao ponto de operação onde se atinge o valor máximo da tensão aos terminais da célula, correspondendo à tensão de circuito aberto, V_{ca} , sendo atingida quando a célula está em vazio.

Os valores de I_{CC} e V_{ca} , sendo característicos da célula, são fornecidos pelos fabricantes para determinadas condições de temperatura e irradiância incidente.

A corrente inversa de saturação do díodo é dada por:

$$I_0 = \frac{I_{CC}}{e^{\frac{V_{ca}}{mV_T}} - 1} \quad (3.9)$$

Considerando que: $e^{\frac{V_{ca}}{mV_T}} \gg 1$ e $e^{\frac{V}{mV_T}} \gg 1$

logo,

$$I = I_{CC} \left(1 - e^{-\frac{V - V_{ca}}{mV_T}} \right) \quad (3.10)$$

Pode-se concluir que a relação entre a tensão e a corrente depende de três fatores fundamentais: a temperatura, a irradiância e o fator de idealidade do díodo.

3.5.2. Modelo de um díodo e cinco parâmetros

O modelo simplificado, como o próprio nome indica, não permite obter uma representação rigorosa da célula fotovoltaica, dado que não contempla as perdas de tensão no circuito, a qual deve ser representada por uma resistência série R_S , e as perdas pelas correntes de fuga, representadas por uma resistência paralelo R_P . As resistências podem ser calculadas pelas seguintes relações:

$$R_S = \frac{V_{ca} - V_{max}}{I_{max}} \quad (3.11)$$

$$R_P = \frac{V_{max}}{I_{cc} - I_{max}} \quad (3.12)$$

Para caracterizar o modelo em assunto, são necessários os seguintes parâmetros adicionais: I_S^r , I_0^r e m .

O modelo de um díodo e cinco parâmetros é representado pelo circuito elétrico equivalente ilustrado pela figura 3.7.

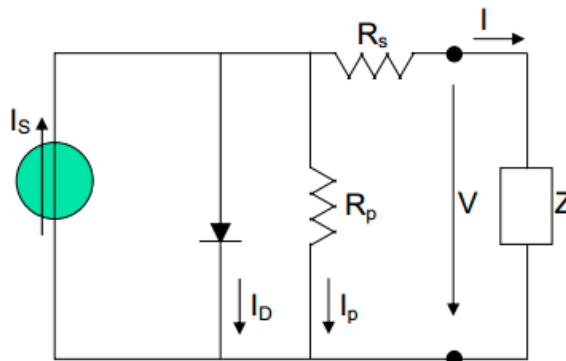


Figura 3.7: Circuito elétrico equivalente do modelo de 1 díodo e 5 parâmetros [9].

Aplicando as leis de Kirchoff ao circuito, a soma das correntes do circuito é dada por:

$$I = I_S - I_D - I_P \quad (3.14)$$

em condições de referência,

$$I = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V + R_S I}{m V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (3.15)$$

Os fabricantes de equipamentos fotovoltaicos disponibilizam os seguintes parâmetros para caracterizar as células fotovoltaicas: V_{ca}^r , I_{cc}^r , V_{MP}^r , I_{MP}^r .

Utilizando os parâmetros referidos anteriormente e tendo em conta os pontos de operação em condições de referência – ponto de curto-circuito, ponto de circuito aberto e o ponto de potência máxima – obtemos as seguintes equações:

$$I_{cc}^r = I_S^r - I_0^r e^{\frac{R_S I_{cc}^r}{m V_T^r}} - \frac{R_S I_{cc}^r}{R_P} \quad (3.16)$$

$$0 = I_s^r - I_0^r e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - \frac{V_{ca}^r}{R_p} \quad (3.17)$$

$$I_{MP}^r = I_s^r - I_0^r e^{\frac{V_{MP}^r + R_s I_{MP}^r}{mV_T^r}} - \frac{V_{MP}^r + R_s I_{MP}^r}{R_p} \quad (3.18)$$

É possível constatar que há cinco incógnitas (os cinco parâmetros do modelo) para três equações, pelo que é necessário utilizar a manipulação matemática e recurso a outras relações, para resolver os problemas.

Para além de se utilizarem parâmetros dados nos catálogos, são utilizados processos iterativos para resolver os sistemas de equações não lineares.

3.6. Potência de pico, rendimento e fator de forma

A potência máxima de saída obtida em condições STC, é designada por potência de pico, P_p [10]:

$$P_p = P_{DC}^r = V_{MP}^r I_{MP}^r \quad (3.19)$$

Para uma determinada irradiância incidente e temperatura na célula fotovoltaica a potência elétrica de saída, P , é dada por:

$$P = VI = V \left\{ I_{cc} - \left[I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right] \right\} \quad (3.20)$$

O rendimento em condições de referência, provém da relação entre a potência de pico e a potência que corresponde à irradiância incidente, é dado por:

$$\eta^r = \frac{P_{DC}^r}{AG^r} = \frac{P_p}{AG^r} \quad (3.21)$$

- A: área da célula;
- G: irradiância solar incidente.

Em outras condições de funcionamento o rendimento é dado por:

$$\eta = \frac{P_{DC}}{AG} \quad (3.22)$$

A corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto correspondem aos valores máximos de corrente e tensão, respetivamente, de uma célula solar. O fator de forma avalia a qualidade da junção e da resistência série, resulta do quociente entre a potência-pico e o produto $V_{ca}^r I_{ca}^r$.

$$FF = \frac{P_{DC}^r}{V_{ca}^r I_{ca}^r} \quad (3.23)$$

Quanto mais retangular for a curva I-V, maior será a tensão, maior será o fator de forma, e consequentemente maior será a potência da célula fotovoltaica.

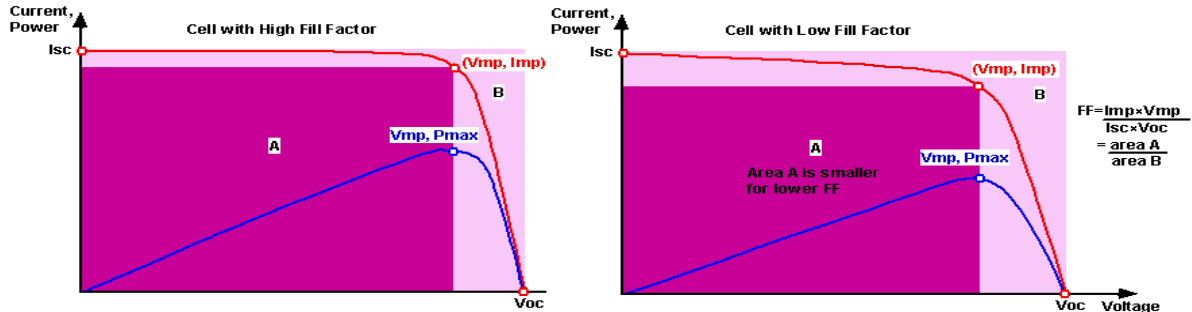


Figura 3.8: (a) Curva de uma célula com um FF elevado, (b) Curva de uma célula com um FF baixo [22].

3.7. Regime de funcionamento

As células fotovoltaicas têm um regime de funcionamento característico que está dependente de vários parâmetros. Para analisarmos o desempenho das células fotovoltaicas é usual analisar a curva de corrente-tensão (curva I-V), ilustrada na figura 3.9.

A corrente de saída mantém-se constante dentro de certos limites de tensão, na região M-N, (em condições STC – *Standard Test Conditions* – irradiância de 1000W/m^2 e temperatura 25°C). Neste caso, o dispositivo pode ser considerado como uma fonte de corrente constante, cujo valor é igual à corrente de curto-circuito. No entanto, na região P-S o painel tem um comportamento semelhante a uma fonte de tensão constante.

O ponto $(V_{\max}; I_{\max})$ corresponde à zona em que o painel transfere a potência máxima, sendo este o ponto de funcionamento ótimo.

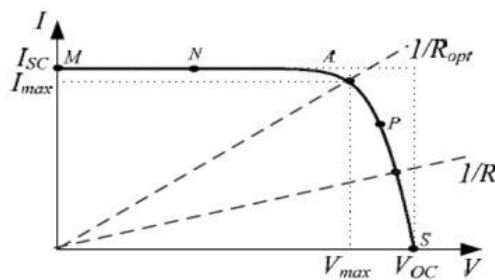


Figura 3.9: Curva I-V de uma célula fotovoltaica [23].

Os parâmetros indispensáveis na caracterização das células fotovoltaicas são os seguintes:

- Corrente de curto-circuito (I_{cc}): corrente máxima que um dispositivo consegue gerar;
- Tensão de circuito-aberto (V_{ca}): tensão máxima que um dispositivo consegue gerar;
- Ponto de potência máxima (P_{MP}): valor máximo de potência que um dispositivo consegue gerar;
- Corrente no ponto de potência máxima (I_{MP}): valor de corrente para a potência máxima;
- Tensão no ponto de máxima potência (V_{MP}): valor de tensão para a potência máxima.

A corrente e a tensão em que o dispositivo fotovoltaico opera está diretamente dependente da radiação solar incidente, da temperatura ambiente e das características de carga ligadas ao dispositivo.

Durante o dia a célula solar sofre variações da irradiação incidente. A alteração do valor da radiação solar incidente no painel fotovoltaico afeta fundamentalmente o valor da corrente de saída para qualquer valor de tensão, dado que, esta praticamente mantém-se constante. Conclui-se que a corrente de saída diminui com o decréscimo da radiação incidente, dado que a corrente gerada é proporcional ao fluxo de fótons incidentes. O mesmo acontece com o ponto de potência máxima que diminui com a redução da irradiação. A expressão que permite relacionar o valor da corrente de corrente de curto-circuito para diferentes valores de radiação incidente, em STC, é dada por:

$$I_{cc} = \frac{G}{G^r} I_{cc}^r \quad (3.24)$$

- I_{cc}^r : corrente de curto-circuito em condições de referência;
- G^r : irradiância solar incidente em condições de referência.

A irradiância é variável no tempo, sendo a sua variação refletida na curva I-V, como é possível observar na figura 3.10.

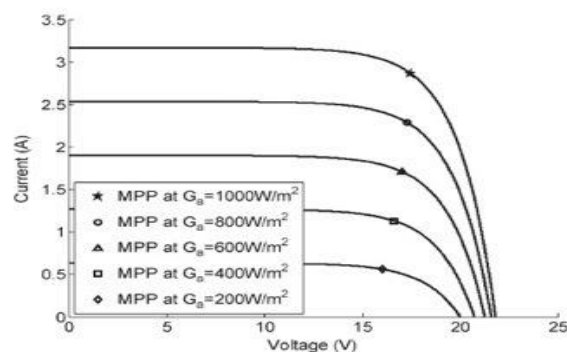


Figura 3.10: Alteração curva I-V com a variação da irradiação incidente [23].

Os semicondutores são afetados pela temperatura, dado que o aumento desta reduz o *band gap* do semicondutor e conseqüentemente altera outros parâmetros do semicondutor. Uma alteração no valor da temperatura no painel fotovoltaico faz com que haja uma variação na tensão de saída, embora a corrente se mantenha praticamente constante. Conclui-se que a tensão de saída diminui devido à redução da mobilidade dos portadores de carga com o aumento da temperatura. O ponto de potência máxima também vai diminuindo com o aumento da temperatura, devendo este ponto de funcionamento manter-se próximo do ponto de potência máxima para aumentar a eficiência do painel fotovoltaico.

A influência da temperatura nas curvas I-V e P-V é demonstrada na figura 3.11.

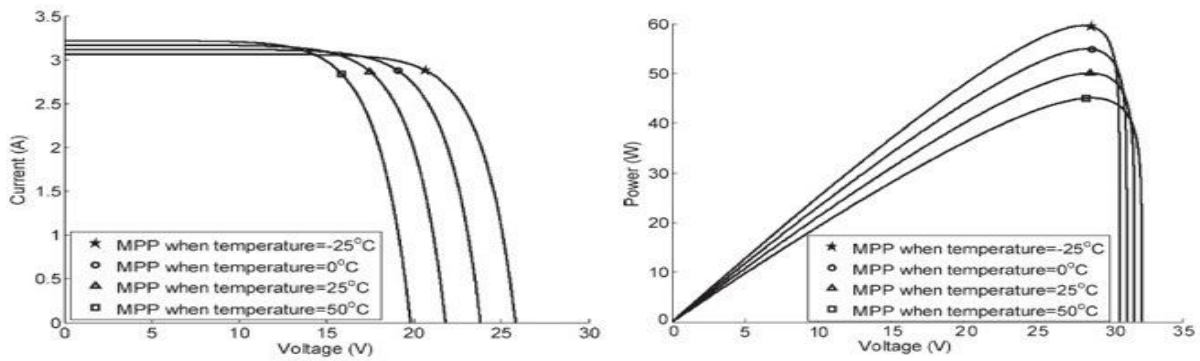


Figura 3.11: (a) Alteração da curva I-V com a variação da temperatura, (b) alteração da curva P-V com a variação da temperatura [23].

Pode-se calcular a temperatura da célula através da temperatura ambiente e da irradiância solar incidente, em condições NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature* – irradiância de 800W/m² e temperatura do ar de 20°C) [10]:

$$\theta_c = \theta_a + \frac{G_i}{800} (NOCT - 20) \quad (3.25)$$

- θ_c : temperatura da célula em °C;
- θ_a : temperatura ambiente em °C.

Deve-se ter em consideração que a característica das curvas I-V depende das condições ambientais, como referido anteriormente, e das características da carga a conectar, dado que é a carga que vai determinar o ponto de funcionamento da curva I-V.

3.8. Módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é uma associação de células fotovoltaicas, interligadas e encapsuladas numa única unidade. As células fotovoltaicas são encapsuladas com o objetivo de as proteger contra impactos mecânicos, permitir o isolamento elétrico e evitar a corrosão através da penetração de água/ vapor de água de modo a isolar eletricamente as células.

Existem diversos tipos de módulos fotovoltaicos, que variam em função da estrutura, tipos de células fotovoltaicas e aplicações [12].

As tecnologias fotovoltaicas são classificadas em primeira, segunda e terceira geração.

A primeira geração é composta por silício cristalino (c-Si), sendo as principais células no mercado as seguintes: monocristalinas (cortadas de um lingote de um monocristal de silício puro) e as multicristalinas (cortadas de um lingote de silício com múltiplos cristais).

A segunda geração é composta pelos chamados filmes finos, em que se deposita o material semiconductor (ultrafino) num substrato de grande área (vidro, plástico, metal).

A terceira geração é composta pelas tecnologias emergentes, tais como, as células sensibilizadas por corante, células orgânicas e nanoantenas [10].

3.8.1. Tecnologias de primeira geração

As tecnologias de primeira geração são compostas por silício cristalino (c-Si), sendo aquelas que possuem uma maior fatia do mercado mundial devido à elevada fiabilidade e elevada robustez. Como mencionado anteriormente existem derivações no mercado desta tecnologia: monocristalinas (mc-Si) e as policristalinas (pc-Si) [10].

Em laboratório, as células monocristalinas têm um rendimento aproximado de 24%, valor próximo do máximo rendimento teórico, enquanto no mercado têm um rendimento aproximado de 16%, devido a perdas na interconexão entre células no painel e há diferença entre a área ativa do painel e a área total do painel. Este tipo de células tem um custo bastante elevado, dado que necessitam de silício com um grau de impurezas baixo (inferior a 0,000001%) com uma estrutura de cristal perfeita, o que requer uma grande quantidade de energia na sua produção.

O processo mais usual para se atingir uma estrutura monocristalina perfeitamente ordenada, é através do processo de Czochralski. O silício é fundido em conjunto com uma pequena quantidade de material dopante, do tipo p (normalmente o boro). Com o cristal devidamente orientado e sob o controlo da temperatura, é extraído o silício cristalino levemente dopado e cortado em pequenos *wafers*. Após o corte e limpeza das imperfeições das *wafers* são adicionadas as impurezas de tipo n (normalmente o fósforo) para se obter a junção p-n. A figura 3.12 explica o processo de produção das células de silício cristalino.

As células de silício policristalino têm um menor custo de produção em comparação com as células de silício monocristalino devido ao facto de ser uma célula com maiores imperfeições cristalinas e por essa razão, menos eficientes. O processo de preparação e fabricação das células policristalinas é praticamente semelhante ao das células monocristalinas, porém têm um menor rigor de controlo. Em laboratório, as células policristalinas em laboratório têm um rendimento aproximado de 19%, valor próximo do máximo rendimento teórico, enquanto no mercado têm um rendimento aproximado de 14% [11].

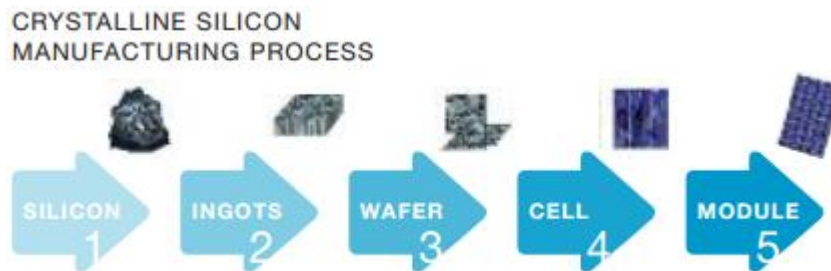


Figura 3.12: Processo de produção de células de silício [11].

De uma maneira geral a fabricação de células de primeira geração engloba cinco passos. O primeiro passo é a conversão do silício metalúrgico (98-99% puro) numa estrutura com um elevado grau de pureza (acima de 99,99999% puro). O segundo passo é a formação de lingotes (sendo diferentes pela sua estrutura cristalina), em que o nível da estrutura cristalina afeta o movimento dos eletrões na superfície da célula. O terceiro passo é o corte dos lingotes em *wafers*. O quarto passo é a transformação das *wafers* numa célula fotovoltaica, através das seguintes fases:

- tratamento da superfície: remoção da camada superior do *wafers* para a criação de uma superfície lisa;
- criação de uma junção de potencial elétrico p-n;

- adição de uma camada anti-reflexão: impede a célula de absorver uma quantidade demasiado elevada de radiação;
- *metallisation*: adição de contactos metálicos à célula para que os eletrões possam ser transportados para o circuito externo.

O quinto processo é engrupar as células para se formar um módulo fotovoltaico [11].

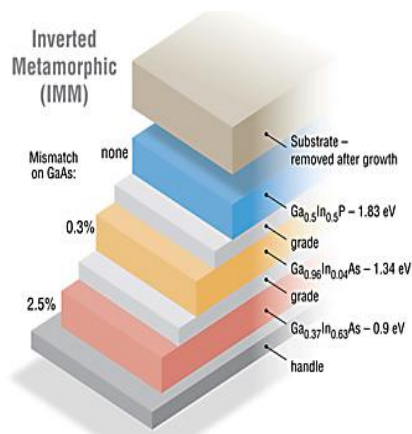


Figura 3.13: Células de multijunção [11].

Têm sido desenvolvidas células de multijunção, figura 3.13, com a utilização de múltiplas camadas com eficiência em laboratório superior a 40%. Este tipo de células utiliza elementos do III ao V grupo da tabela periódica e dão resposta ao problema da energia residual da radiação não absorvida, pela primeira camada de células, devido à energia associada ao fóton ser diminuta ou porque o excesso de energia não transferida para o eletrão é perdida sob a forma de energia térmica. Este tipo de soluções aumentam a estabilidade e a eficiência elétrica, mas têm um custo mais elevado e um processo de fabrico muito complexo [11].

3.8.2. Tecnologias de segunda geração

A indústria fotovoltaica procurou alternativas mais baratas, quer ao nível dos materiais quer ao nível do processo de produção, dado que o silício cristalino é caro. A indústria passou a utilizar materiais alternativos mais baratos e os seus correspondentes métodos de produção. Passou-se a utilizar materiais com uma alta absorção ótica que permitiram fabricar células fotovoltaicas bastante finas (na ordem dos μm) em diferentes materiais semicondutores, tais como o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS), que são depositados em substratos de grande área, de metal, vidro ou plástico [10].

As células de filmes finos têm uma grande gama de aplicação podendo ser utilizada na arquitetura de edifícios e em equipamentos portáteis pela sua grande maleabilidade e flexibilidade no processo de fabricação, tendo a grande vantagem de terem um bom desempenho em condições de baixa radiação e uma menor sensibilidade aos efeitos de sombreamento, pelo facto de terem uma geometria de maior área em relação às tecnologias de primeira geração.

O rendimento das tecnologias de segunda geração é aproximadamente 11%, o que representa uma baixa conversão de radiação solar em eletricidade. Para além do baixo rendimento os filmes finos também têm a desvantagem de utilizarem materiais que não se encontram plenamente estudados (materiais que podem causar elevados impactos ambientais devido à sua toxicidade). A figura 3.14 explica o processo de produção de filmes finos.

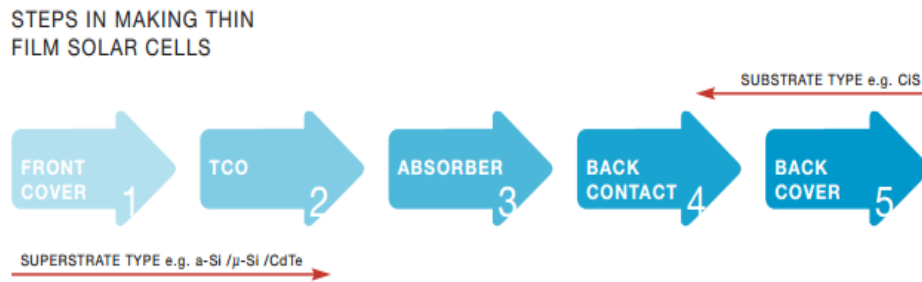


Figura 3.14: Processo de produção de filmes finos [11].

O processo de produção de filmes finos engloba cinco etapas. O primeiro passo é a produção do substrato onde o semiconductor vai ser depositado. Normalmente, o substrato é de vidro, metal ou plástico. O segundo passo é o revestimento de uma camada de condução transparente sobre o substrato (TCO – *transparent conducting layer*). O terceiro passo é a deposição do material semiconductor no substrato; a deposição do semiconductor mais usual é a deposição por *vapour depositions* em processos físicos ou químicos. O quarto passo é a aplicação de tiras metálicas impressas a laser (mais usual) na parte traseira para permitir que os módulos se conectem. O último passo é revestir o módulo num invólucro de polímero de vidro [11].

3.8.3. Tecnologias de terceira geração

Para além das tecnologias já mencionadas existem tecnologias emergentes que podem ganhar um novo destaque, se conseguirem atingir um bom potencial de desenvolvimento. Este tipo de células, as células de terceira geração, procuram ter uma elevada eficiência, combinar um baixo custo por Watt, utilizar materiais que existissem em grande quantidade e que não acarretassem problemas ambientais. As células de terceira geração ainda necessitam de melhorar a sua eficiência, mas trazem grandes vantagens tais como: baixo custo sobre grandes áreas de instalação, flexibilidade mecânica, peso reduzido e em alguns tipos de célula fotovoltaica é possível que sejam semitransparentes.

Algumas das tecnologias emergentes com maior potencial de desenvolvimento são as seguintes: células sensibilizadas por corante, células orgânicas e nanoantenas.

As células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) são vulgarmente compostas por um substrato de vidro, um filme condutor transparente (TCO), um eléctrodo de Dióxido de Titânio (TiO_2) embebido em corante de Ruténio ou Osmónio, um eletrólito, outro TCO e um contacto metálico traseiro de platina e vidro. Este tipo de células tem a vantagem de ter um custo baixo de produção e uma facilidade de instalação elevada por não haver uma grande preocupação com o seu ângulo de instalação, dado que, as células têm uma estrutura tridimensional que permite absorver a radiação difusa. Por outro lado, têm uma eficiência muito baixa, menor que 10%, apresentam uma baixa durabilidade e há alguma dificuldade em conter o eletrólito vedado ao ar circulante.

As células orgânicas utilizam pigmentos orgânicos como dadores e recetores de eletrões e buracos, invés de junções p-n. Estas células têm a vantagem de utilizarem materiais baratos, com baixa densidade (redução do peso do dispositivo final) embora tenham uma eficiência de 7%-8%.

As nanoantenas absorvem energia da mesma forma que uma antena de rádio ou uma televisão. As nanoantenas captam a frequência da radiação infravermelha, obtendo energia do Sol, durante o dia, e a radiação da Terra, durante a noite. As nanoantenas conseguem alcançar diversos comprimentos de onda de luz, podendo a célula ter diversas camadas de nanoantenas com comprimentos diferentes de forma a aumentar o espectro de

radiação absorvida e melhorar a eficiência da célula. As nanoantenas apresentam uma eficiência aproximada de 80% e apresentam o inconveniente de ter problemas associados ao efeito de ressonância [10].

3.9. Sistemas fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos podem ser utilizados em sistemas de ligação à rede, sistemas autónomos e sistemas híbridos.

Nos sistemas de ligação à rede a energia produzida através da radiação solar é injetada na rede de distribuição. Este sistema pode ser centralizado (fornece exclusivamente energia à rede) ou distribuído (fornece energia à rede e a cargas). Neste sistema não se armazena energia, dado que a energia produzida é diretamente entregue à rede. Para se fazer a ligação é necessário um inversor entre o painel fotovoltaico e a rede para adequar as formas de onda das grandezas elétricas, satisfazendo as exigências de qualidade e segurança. O uso de baterias, em sistemas de ligação à rede, é dispensável, dado que a rede consegue suprimir quaisquer necessidades energéticas.

Os sistemas autónomos são usados em casos onde o fornecimento de energia através da rede não se verifica por razões económicas ou técnicas. Estes sistemas alimentam diretamente as cargas, são independentes da rede elétrica e necessitam de sistemas de armazenamento de energia. Podem ser compostos por acumuladores de baterias de forma a compensar as diferenças existentes entre a produção de energia e a sua procura; reguladores de carga para fazer a gestão do processo de carga, de forma a adequar a radiação disponível com a capacidade das baterias; e por inversores caso haja cargas alimentadas em AC.

Os sistemas híbridos alimentam as cargas isoladas em combinação com outras fontes de energia. As fontes de energia auxiliares podem ser geradores eólicos, a diesel e a gás. Em geral são utilizados em sistemas de média e grande dimensão.

Uma instalação fotovoltaica é constituída pela associação em diversas combinações dos módulos fotovoltaicos, pela estrutura que os interliga e suporta, por conversores DC/DC, que permitem fazer o seguimento do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracker*), inversores, controladores de carga (se existir armazenamento) e equipamentos de controlo e proteção. Além disso, pode incluir baterias ou outras formas de armazenamento de energia.

Uma célula fotovoltaica origina uma tensão e corrente muito baixa e consequentemente, a sua potência máxima também é bastante baixa, não ultrapassando os 2 W. Para que se atinjam valores mais elevados de tensão e corrente as células são agrupadas em módulos fotovoltaicos e posteriormente painéis fotovoltaicos, promovendo também a proteção das células, dado que estas são muito frágeis e necessitam de ser encapsuladas em placas rígidas ou flexíveis, permitindo assim uma maior proteção mecânica e proteção contra os fatores ambientais. O número de células agrupadas em módulo e o seu arranjo, em série ou paralelo, depende do valor de tensão ou corrente pretendida [10].

Quando uma determinada célula ou o seu conjunto recebe menos radiação do que os restantes conjuntos, a sua corrente vai limitar a corrente dos restantes conjuntos. A redução da corrente no conjunto de células é replicada aos módulos que estão conectados em série. A redução de radiação incidente pode ser motivada pelo sombreamento parcial numa célula ou num conjunto de células ou devido à acumulação de sujidade sobre as células, por exemplo. O sombreamento das células faz com que a potência gerada que não é entregue às cargas

seja dissipada nas próprias células, podendo ocorrer um *hotspot* que leva à rutura do vidro e à fusão dos polímeros [12].

Os módulos fotovoltaicos estão sujeitos a normas internacionais que foram adotadas em território nacional, como é possível observar na seguinte tabela:

Tabela 3.1: Normas sobre módulos fotovoltaicos [24]

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
IEC - International Electrotechnical Commissions	61215: 2005	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de Silício monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si)
	61646: 2008	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de filmes finos (a-Si, CdTe, CIGS, etc)
	61730-2: 2004	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction; Part 2: Requirements for testing.	A Parte 2 estabelece ensaios para verificação da segurança elétrica e mecânica de módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos
	61701:2011	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules; Edition 2.0	Estabelece o procedimento de ensaio da resistência de módulos fotovoltaicos à corrosão por névoa salina	Módulos fotovoltaicos
	62108:2007	Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval; Edition 1.0	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos com concentração

3.9.1. Associação em série

Na associação em série, o terminal positivo de um módulo é ligado ao terminal negativo do módulo seguinte. Quando a ligação dos módulos é em série, as tensões dos módulos são somadas e a corrente mantém-se:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

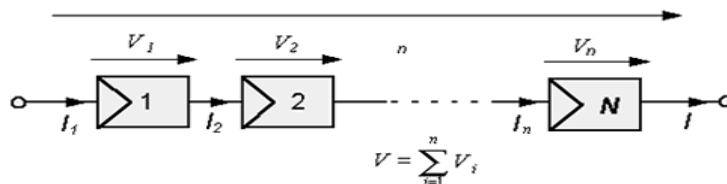


Figura 3.15: Associação de módulos em série [25].

3.9.2. Associação em paralelo

Na associação em paralelo os terminais estão ligados a um ponto comum. Os terminais positivos são ligados no mesmo ponto, e logicamente, os terminais negativos ligam-se no ponto oposto. Quando a ligação dos módulos é em paralelo, a tensão dos módulos mantém-se e as correntes são somadas:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

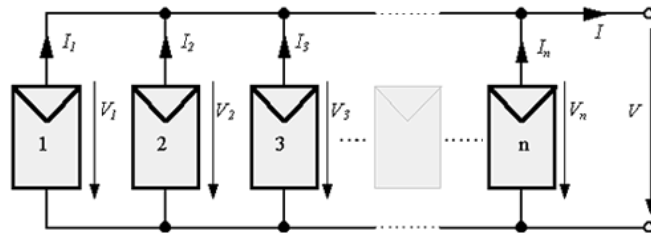


Figura 3.16: Associação de módulos em paralelo [25].

3.9.3. Díodos *bypass*

De forma a evitar a criação de *hotspots* e minimizar os danos de uma ou mais células defeituosas ou com pior desempenho a corrente deve ser desviada da célula solar através de derivações de corrente. O diodo de *bypass* funciona como um caminho alternativo para a passagem de corrente e limita a dissipação de potência nas células, além disso impede o aparecimento de tensões inversas elevadas.

Os díodos de *bypass* devem suportar, em regime permanente, a mesma corrente das células. Os díodos de *bypass* são conectados em paralelo, e com polaridade inversa a um conjunto de células.

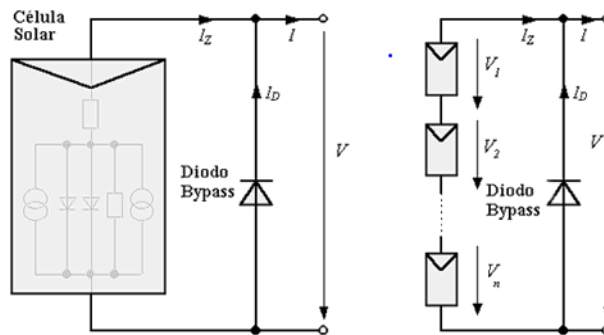


Figura 3.17: Ligação de um diodo *bypass* [25].

3.9.4. Díodos de bloqueio

Para que haja o desacoplamento entre as fileiras dos módulos, para prevenir um eventual curto-circuito ou sombreamento de uma fileira e conseqüentemente perturbação do sistema, devem ser ligados díodos de bloqueio em série com cada fileira. O diodo de bloqueio impede o fluxo de corrente de um conjunto série com tensão maior para outro com uma tensão menor ou impedir que haja uma corrente negativa a fluir entre as células.

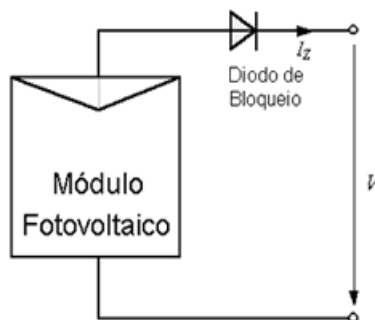


Figura 3.18: Ligação de um diodo de bloqueio [25].

3.9.5. Fusíveis de proteção

Os fusíveis de proteção são utilizados para proteger os módulos e os cabos das fileiras de sobrecargas ou para impedir o fluxo de corrente negativa, devendo ser dimensionados para correntes menores que a corrente negativa suportada pelo módulo. Os fusíveis devem ser instalados na saída de cada fileira, quer no polo positivo quer no polo negativo [12].

3.9.6. Baterias

O armazenamento de energia é um aspeto bastante importante quando a produção e o consumo de energia não coincidem entre si (à noite, em dias com chuva ou com elevada nebulosidade, que afetam a irradiância solar). Em alguns sistemas, a eletricidade produzida pelos módulos fotovoltaicos é armazenada e utilizada em períodos com maior demanda.

Existem diversas formas de armazenamento de energia, tais como: baterias eletroquímicas, *flywheels*, hidrogénio, *Super Conducting Magnetic Energy Storage* e *supercapacitors*.

As baterias eletroquímicas continuam a ser o dispositivo mais usado nas instalações de energia solar, dado que apresentam uma boa relação preço-eficiência. As baterias dividem-se em duas categorias: baterias primárias (dispositivos eletroquímicos que não podem ser recarregáveis) e as baterias secundárias (dispositivos eletroquímicos que podem ser recarregáveis).

As baterias secundárias mais usadas são as de Chumbo-ácido (as mais usadas do mercado devido ao seu baixo custo e grande variedade de tamanhos) e as de Níquel-Cádmio (menos utilizadas, mas com maior eficiência, menor manutenção e maior tempo de vida útil, mas economicamente menos viáveis). As baterias de iões de lítio começam a ser muito utilizadas porque para além de serem viáveis economicamente conseguem armazenar grandes quantidades de energia em baterias pequenas e leves [12].

3.9.7. Seguidores de potência máxima (MPPT) e inversores

Entre os módulos fotovoltaicos e a rede há equipamentos que fazem a regulação e que permitem otimizar as condições de geração e adaptar as formas de onda entregues à rede. Os equipamentos responsáveis por criarem estas condições são o MPPT e o inversor. A apresentação esquemática de um gerador fotovoltaico ligado à rede apresenta-se seguidamente:

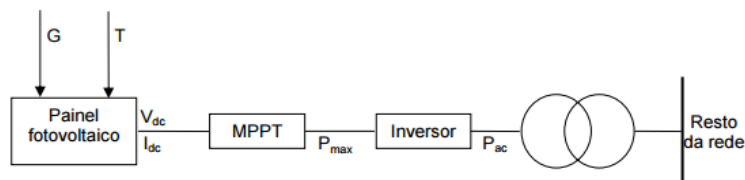


Figura 3.19: Esquema de um gerador fotovoltaico ligado à rede [10].

O MPPT é um equipamento eletrónico que permite que os módulos produzam a máxima potência possível. O MPPT tem um sistema digital que permite calcular a tensão e variar o ponto de funcionamento (*electrical operating point*) dos módulos para que estes sejam capazes de entregar a máxima potência disponível consoante os valores do par da irradiância-temperatura.

O inversor num sistema fotovoltaico tem como principal função gerar corrente AC a partir de corrente DC, dado que a célula fotovoltaica gera corrente DC. Um inversor de um sistema fotovoltaico é constituído por: ligação aos terminais do módulo (entrada DC), unidade de processamento dos dados do MPPT, conversor DC/DC (que permite a realização do MPPT), ponte conversora DC/AC, filtros e equipamentos de monitorização.

Existe uma grande diversidade de inversores em função das particularidades das suas aplicações, como se pode observar na figura 3.20.

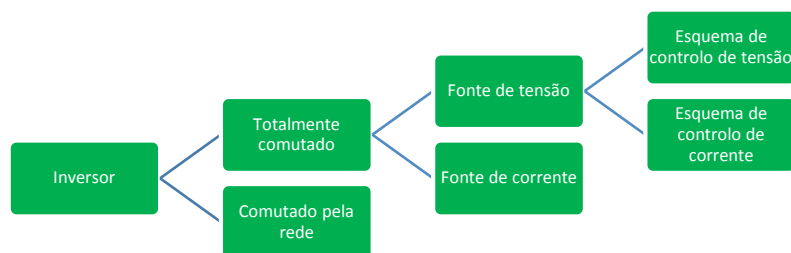


Figura 3.20: Tipos de inversores [10].

Os inversores comutados pela rede utilizam tirístores como elementos de comutação, tais como o SCR (*Silicon Controlled Rectifier*) e o TRIAC (*Triode for Alternating Current*), capazes de suportar altas tensões e correntes. A passagem do estado de condução para o estado de corte ocorre quando a corrente se anula sendo controlada por um circuito de potência. Este tipo de inversores apresentam um elevado conteúdo harmónico das correntes injetadas na rede e consequentemente elevadas perdas, necessitando de um sistema de filtragem complexo.

Os inversores totalmente comutados utilizam IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) ou MOSFETs (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*), podendo fazer-se o controlo do estado de condução ou do corte em qualquer instante e operando a elevadas frequências de comutação. Estes dispositivos atuam por modulação de largura de pulso (PWM), permitindo assim controlar a forma de onda e o valor da tensão de saída, ajustando o fator de potência e reduzindo as harmónicas. Os inversores totalmente comutados podem ser do tipo de fonte de tensão ou fonte de corrente.

Os inversores totalmente comutados possibilitam obter uma forma de onda de amplitude constante e uma frequência variável do lado AC. A configuração fonte de corrente representa o lado DC por uma fonte de corrente. Na configuração fonte de tensão, o controlo pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, dependendo do tipo de controlo, sendo o lado DC representado por uma fonte de tensão.

Os inversores totalmente comutados com configuração fonte de tensão podem ser divididos em esquema de controlo de tensão e em esquema de controlo de corrente. O esquema de controlo de tensão permite que o sistema de controlo obtenha uma determinada forma de onda de tensão, tendo em conta uma dada tensão de referência. O esquema de controlo da corrente permite que o sistema de controlo obtenha uma determinada forma de onda de corrente, tendo em conta uma corrente de referência. Devido à estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade de regulação do fator de potência, o esquema de controlo de corrente é a configuração mais usada.

O rendimento total do sistema do MPPT e do inversor é dado pela seguinte expressão:

$$\eta_{total} = \eta_{MPPT}\eta_{inv} \quad (3.26)$$

O rendimento do MPPT é praticamente unitário, pelo que importa considerar o rendimento do inversor, que é dado por:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{V_{MP}I_{MP}}, \quad (3.27)$$

onde P_{AC} representa a potência entregue à rede e o $V_{MP}I_{MP}$ representa a potência de entrada DC.

Para que haja uma forma de comparar os diferentes inversores, foi criada uma métrica europeia uniforme. O rendimento europeu é uma média ponderada da eficiência do inversor em diferentes regimes de carga, dada pela seguinte expressão:

$$\eta_{europeu} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%}, \quad (3.28)$$

onde $\eta_{x\%}$ é a eficiência do inversor para um carregamento de x% e os coeficientes representam as frações de tempo em que o inversor deve operar naquelas condições de carregamento.

A maior parte dos fabricantes para além de fornecerem o rendimento europeu também fornecem as curvas de eficiência para determinadas condições de irradiância e de temperatura [10].

[Página intencionalmente em branco]



4. Dimensionamento do projeto

- Dimensionamento do sistema fotovoltaico;
- Parte prática.

SÍNTESE

O capítulo 4 corresponde à parte prática da dissertação. A primeira parte corresponde ao dimensionamento do sistema fotovoltaico mencionando as diferentes fases a que o projeto vai obedecer. A segunda parte corresponde à implementação de um sistema fotovoltaico em sete áreas distintas seguindo o regime de autoconsumo.

4.1. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico deve adequar a energia recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos com a demanda energética da instalação.

Como referido nos capítulos anteriores, o sistema fotovoltaico não se resume à escolha dos módulos fotovoltaicos. O sistema fotovoltaico deve ser dimensionado, de forma geral, de acordo com as características geográficas do local, o tipo de exploração pretendida/adequada, a estrutura que suporta e liga os módulos fotovoltaicos, os componentes do sistema já mencionados anteriormente (conversores DC/DC - seguidores de potência máxima (MPPT), inversores, controladores de carga (se existir armazenamento)), o tipo de ligação à rede (em BT ou MT) e por fim analisar a viabilidade económica do sistema fotovoltaico a instalar.

No caso da instalação do Campo de Tiro de Alcochete deve-se salientar que se trata de um sistema conectado à rede pelo que o consumo de energia pode ser complementado, se necessário, com energia extraída da rede de distribuição.

As diferentes fases do projeto vão obedecer às seguintes etapas:

1. Definição da localização e configuração do sistema;
2. Levantamento da radiação solar incidente no local, temperatura, orientação e ângulo de inclinação ótimo e possíveis sombreamentos;
3. Dimensionamento dos diferentes componentes do sistema;
4. Definição do tipo de ligação à rede;
5. Estimativa da produção de energia (abordado no capítulo 5);
6. Avaliar a viabilidade económica do sistema fotovoltaico (abordado no capítulo 5).

4.1.1. Definição da localização e configuração do sistema

A escolha da localização do sistema fotovoltaico é um fator bastante importante num projeto fotovoltaico, dado que, cada região tem um determinado recurso solar que afeta determinantemente o desempenho dos módulos fotovoltaicos.

O sistema fotovoltaico deve ter em conta os edifícios e os objetos próximos da localização, devido às sombras ou superfícies reflexivas, que afetam diretamente a eficiência do sistema fotovoltaico.

O Campo de Tiro de Alcochete, figura 4.1, localiza-se na bacia sedimentar dos rios Tejo e Sado, e ocupa uma área de 7539 hectares. A localização geográfica do Campo de Tiro de Alcochete tem as seguintes coordenadas: 38,775548, -8,882114.

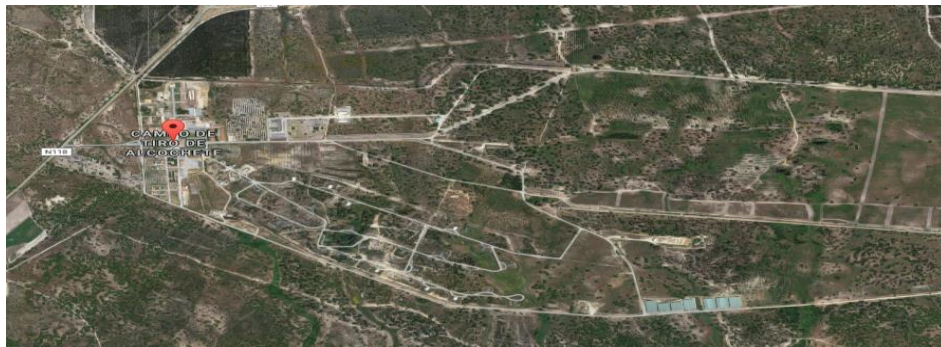


Figura 4.1: Imagem aérea do CT de Alcochete.

O Campo de Tiro de Alcochete tem desenvolvido inúmeras operações de conservação da floresta autóctone, preservação do ambiente, medidas que correspondem à orientação da Força Aérea. A implementação de fontes de energias renováveis no Campo de Tiro de Alcochete visa a diminuição dos encargos com o consumo de energia e, simultaneamente, a diminuição dos impactes ambientais.

O projeto terá um regime de produção em autoconsumo, ou seja, a energia produzida é injetada na instalação de consumo, sendo que eventuais excedentes da produção, devem ser injetados na rede. Deve-se salientar que a energia elétrica é transportada através de uma linha aérea até um seccionador junto à vedação da Unidade. Desde esse ponto até ao Posto de Transformação 1 (PT1) passa a um cabo subterrâneo, sendo que a energia chega ao PT1 em Média Tensão (MT) sendo distribuída para os restantes quatro PTs em MT através de uma tipologia anel.

4.1.2. Levantamento da radiação solar incidente no local, temperatura, orientação e ângulo de inclinação ótimo e possíveis sombreamentos

O estudo das condições do local da instalação é determinante para a análise do dimensionamento fotovoltaico e consequentemente para a viabilidade económica do projeto. Fatores como a irradiância e a temperatura são fundamentais no dimensionamento fotovoltaico, dado que afetam diretamente o rendimento do módulo fotovoltaico [10].

O Campo de Tiro de Alcochete, como é possível observar na figura 4.2, situa-se numa região de elevada irradiação solar e, nesse aspeto, tem condições propícias para o desenvolvimento do projeto fotovoltaico. A temperatura é um fator menos decisivo comparativamente à irradiação solar, pelo facto de não variar tão rapidamente como a irradiação solar, e por ser atenuada pelos módulos fotovoltaicos. Ao longo do ano a temperatura média do CT de Alcochete é compilada na figura 4.2.

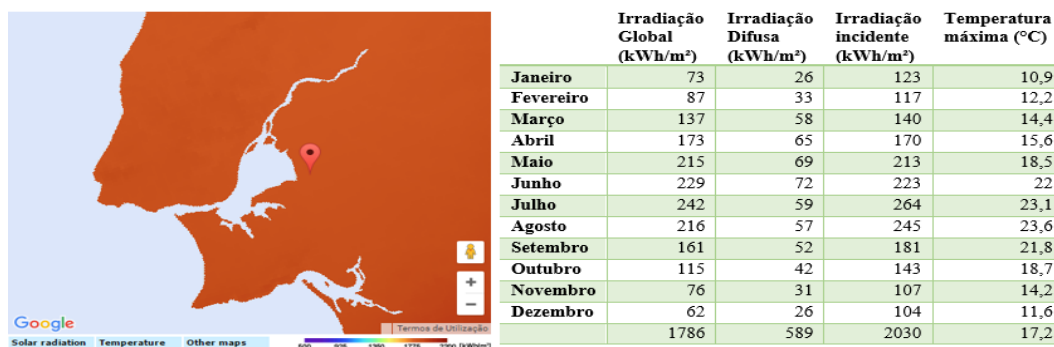


Figura 4.2: Irradiação e temperatura média anual do CT de Alcochete.

A radiação incidente utilizada nas medições é habitualmente realizada no plano horizontal, ainda que, para existir uma maximização de energia absorvida são realizadas medições em plano inclinado para um dado ângulo que maximiza a energia absorvida. Em Portugal a inclinação ótima nos meses de Inverno rondam os 50° a 60° e nos meses de Verão os 5° a 10°, sendo o ângulo de instalação ótimo no CT de Alcochete de 35°. Pretende-se que os módulos sejam instalados num plano de inclinação fixa podendo-se alterar no Inverno a inclinação para +15° e no Verão diminuir -15° à inclinação ótima. Na tabela 4.1, é possível observar o melhor ângulo de inclinação para os módulos fotovoltaicos na região do CT de Alcochete ao longo do ano.

Tabela 4.1: Inclinação ótima anual no CT de Alcochete [27]

Mês	Inclinação ótima (°)
Janeiro	63
Fevereiro	55
Março	42
Abril	26
Maio	14
Junho	5
Julho	9
Agosto	21
Setembro	37
Outubro	51
Novembro	61
Dezembro	65
Anual	35

O CT de Alcochete está orientado no sentido Este. Para que haja um maior aproveitamento da radiação solar e, tendo em conta que o CT de Alcochete se encontra no hemisfério Norte, os painéis devem ser orientados para Sul. Os painéis serão instalados nas imediações dos diferentes PTs (5 no total), de acordo com a área disponível, sem alteração da área verde do CT de Alcochete.

Os programas a utilizar no levantamento da radiação solar incidente no local, temperatura, orientação, ângulo de inclinação ótimo e possíveis sombreamentos serão o Meteonorm 7 e o PVSOL 2016.

Os sombreamentos a que os módulos fotovoltaicos podem estar sujeitos têm um efeito bastante significativo na produção de energia. Como referido anteriormente, essa redução de radiação incidente poderá ocorrer devido ao sombreamento parcial numa célula ou num conjunto de células. Os módulos podem ser sujeitos a sombreamento temporário devido a sujidade, deposição de folhas, excrementos de pássaros sendo por isso aconselhável que em meses mais secos os módulos sejam limpos, dado que em meses com maior humidade os módulos são limpos pela água da chuva [12]. Os edifícios, os armazéns (junto do PT5) e as árvores podem sombrear os módulos sendo por isso aconselhável conceber o sistema para que o impacto do sombreamento seja diminuto.

Os módulos devem ser instalados de forma a não serem sombreados nas horas em que há maior irradiância [24]. A seguinte expressão é utilizada para estimar a distância mínima a que devem ser instalados os módulos para que não sejam sombreados.

$$D_{min} = F_e(H_o - H_m) \quad (4.1)$$

D_{min} = distância mínima entre os módulos e o obstáculo;

- F_e = fator de espaçamento;
- H_o = altura obstáculo;
- H_m = altura da instalação do módulo.

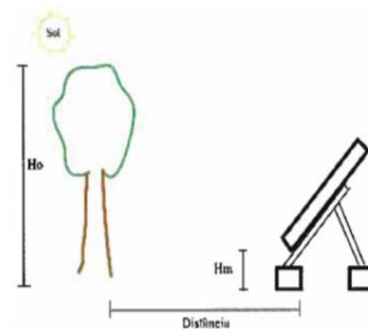


Figura 4.3: Representação da expressão da distância mínima entre módulos e obstáculos [24].

O fator de espaçamento referido na expressão anterior é obtido pela análise da figura 4.4, obtendo-se um valor através da latitude dos módulos a instalar.

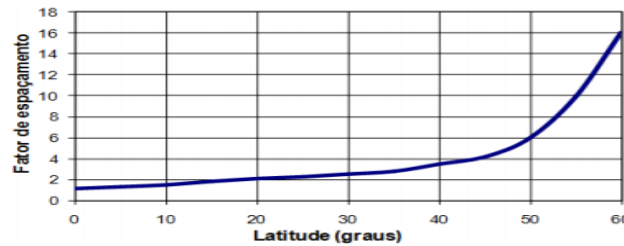


Figura 4.4: Fator de espaçamento vs latitude do local [24].

Por fim, deve-se prever efeitos de auto-sombreamento dos módulos devido à inclinação a que estes serão instalados, devendo existir um espaçamento mínimo entre as fileiras. Para que haja um melhor aproveitamento do espaço deve-se ter em conta que ângulos de inclinação maiores diminuem o proveito da utilização do local. A figura 4.5 ilustra a instalação dos módulos fotovoltaicos tendo em conta a distância entre fileiras [12]. O fator de utilização do espaço é dado por:

$$F = \frac{b}{d} \quad (4.2)$$

- F: fator de utilização;
- b: altura do módulo;
- d: distância entre fileiras.

Depois de se determinar o fator de utilização do local, o cálculo da distância entre fileiras é dado pela seguinte expressão:

$$d = L \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (4.3)$$

- d: distância entre fileiras;
- L: altura do módulo fotovoltaico;
- α : ângulo de inclinação do módulo;
- β : ângulo da altura mínima do sol (solstício de Inverno no Hemisfério Norte).

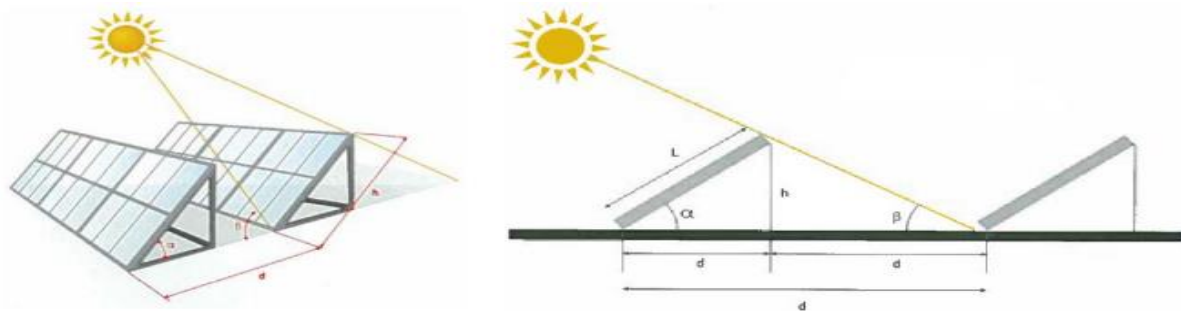


Figura 4.5: Instalação e distância entre módulos [26]

4.1.3. Dimensionamento dos diferentes componentes do sistema

4.1.3.1. Módulos fotovoltaicos

Depois de ser escolhido o local da instalação e ser feito o levantamento da radiação solar incidente no local, temperatura, orientação e ângulo de inclinação ótimo e possíveis sombreamentos deve-se fazer a seleção dos módulos fotovoltaicos de acordo com o tipo de tecnologia, do material que vai constituir as células fotovoltaicas e do tipo de módulo (standard, transparente, telha). Na escolha dos módulos fotovoltaicos é necessário que se analise as características técnicas fornecidas pelos fabricantes e para a avaliação de certas grandezas tais como o Watt-pico (€/Wp) e o seu custo associado, ou seja, a máxima potência obtida para condições ideais e o custo inerente a essa produção; a tensão e a corrente de cada módulo.

Avaliadas as características mencionadas acima, o número de módulos a serem instalados dependerá da área disponível. Sabendo o número de módulos a instalar é possível estimar a potência da instalação projetada.

Os módulos estão sujeitos a perdas de eficiência que se dividem em quatro aspetos que são: as perdas por sombreamento, as perdas da qualidade dos módulos, as perdas de irradiância e temperatura e as *mismatch losses*.

As perdas por sombreamento podem ser bastante elevadas em locais onde existem diversos obstáculos na envolvente. Neste projeto não serão contabilizadas as perdas por sombreamento por não existirem obstáculos na envolvente dos módulos fotovoltaicos ou no caso de existirem estarem afastados dos módulos fotovoltaicos (efeito de auto-sombreamento).

As perdas por temperatura podem ser por condução, convecção e radiação. As perdas por condução devem-se aos gradientes térmicos entre o módulo e outros materiais (o ar circundante por exemplo); este valor de perdas deve-se à resistência térmica e à configuração dos materiais utilizados no encapsulamento das células. As perdas por convecção resultam do transporte do calor para fora da superfície, através do movimento de elemento em toda a superfície de outro (vento). As perdas por radiação resultam das trocas de calor emitido do meio envolvente para o módulo e o calor emitido a partir do módulo para o meio envolvente [27].

As perdas por irradiância resultam da luz que é refletida a partir da superfície frontal, ou porque não é absorvida pela célula (a poeira depositada em cima dos módulos também aumenta as perdas por irradiância).

As perdas de irradiância e temperatura foram calculadas através do site *Photovoltaic Geographical Information System* [27] e foram estimadas em 11% para a zona do CT de Alcochete.

As perdas de qualidade de módulos resultam da performance dos módulos a diferentes condições comparativamente às STC. É um critério que é assumido pelo produtor de forma a garantir que haja alguma reserva quanto a perdas a longo prazo ou garantia do produto. Este valor é obtido dividindo por dois o valor da tolerância mínima fornecido pelo fabricante. Neste caso as perdas são de 1,5% tendo em conta um valor fornecido de 3% [28].

Quando se instalam módulos no terreno as características de cada módulo nunca são rigorosamente idênticas. As *mismatch losses* resultam do facto de nas *strings* de módulos (ou células) a corrente mais baixa comandar a corrente da *string*, ou seja, existem diferenças entre as correntes nas células que diferem da corrente da *string* conduzindo a uma potência não utilizada e conseqüentemente a um valor de perdas. O valor padrão definido pelo programa utilizado para as *mismatch losses* foi de 2%, dado que no catálogo da BenQ (escolha do módulo em 4.2.2.1) este valor não foi referido [29].

4.1.3.2. Inversores

O dimensionamento dos inversores é um aspeto tão importante como o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, devendo existir um cuidado na escolha do fabricante, garantia e na assistência técnica. As especificações técnicas de cada inversor devem ser respeitadas para que haja a correta instalação e dimensionamento do sistema fotovoltaico. A energia fornecida pelos painéis fotovoltaicos é encaminhada para o inversor, que converte a corrente contínua (DC) em corrente alternada (AC), adequando as formas de onda à da rede elétrica.

O dimensionamento do inversor está dependente da potência dos módulos fotovoltaicos e dos fatores ambientais do local de instalação.

A conceção da instalação dos inversores pode ser feita por um inversor central, para todo o sistema fotovoltaico, ou por vários inversores de pequena dimensão (inversores descentralizados).

O inversor central, utilizado em grande escala no passado, é utilizado para grandes centrais fotovoltaicas sem problemas de sombreamento e com a mesma direção e inclinação. Em cadeias de módulos longas são necessários equipamentos com maior nível de isolamento (tensões mais elevadas) embora a corrente que passe pelos condutores seja menor.

Os inversores de cadeia de módulos têm tido um crescimento de utilização, dado que têm menor potência, e consequentemente, mais baratos e mais fáceis de instalar permitindo uma melhor adequação da potência às condições ambientais e adequação a diferentes orientações ou sombreamentos.

O número de inversores, a tensão e a sua gama de potências é determinado pela configuração do sistema. O inversor escolhido deve ter em conta as características do gerador fotovoltaico, obedecendo a uma proporção entre a potência do gerador fotovoltaico e a potência do inversor de 1:1. Existindo um desvio no rácio, o intervalo da potência deve estar compreendido no seguinte intervalo:

$$0,7P_{FV} < P_{DC\ max}^{inv} < 1,2P_{FV} \quad (4.4)$$

- P_{FV} : potência máxima nominal do gerador;
- P_{max}^{inv} : potência DC máxima nominal do inversor.

Os inversores de cadeias de módulos, tendo em conta que são instalados em zonas exteriores, estão sujeitos a fatores ambientais mais adversos pelo que é aconselhável que sejam dimensionados para que a potência do inversor seja superior à potência do gerador fotovoltaico [12].

4.1.3.2.1. Número máximo de módulos por fileiras

O valor da tensão do inversor advém do somatório das tensões de cada módulo, dado que os módulos estão ligados em série numa fileira. A tensão do módulo e consequentemente a tensão do grupo gerador, como referido no capítulo 3, está dependente da temperatura. O inversor precisa de ser dimensionado para operar nas condições mais desfavoráveis de funcionamento no Inverno e Verão.

O número máximo de módulos que se pode instalar em série por fileiras é dado pela seguinte expressão:

$$N_{s\ max} < \frac{V_{DC\ max}^{inv}}{V_{ca}(-10^\circ)} \quad (4.5)$$

- $V_{DC\ max}^{inv}$: tensão DC máxima do inversor;
- $V_{ca\ (-10^\circ)}$: tensão do módulo em circuito aberto a -10° .

O último parâmetro pode não ser referido no catálogo do fabricante, sendo antes fornecido a variação da tensão, ΔV , em $\%/^\circ\text{C}$ ou em $\text{mV}/^\circ\text{C}$ [12]. As seguintes expressões permitem obter a variação da tensão em $\%/^\circ\text{C}$ ou em $\text{mV}/^\circ\text{C}$:

$$V_{ca\ (-10^\circ)} = \left(1 - \frac{35^\circ\text{C} \times \Delta V_{\%/\text{C}}}{100} \right) \times V_{ca\ STC} \quad (4.6)$$

$$V_{ca\ (-10^\circ)} = 35^\circ\text{C} \times \Delta V_{\text{mV}/^\circ\text{C}} \quad (4.7)$$

4.1.3.2.2. Número mínimo de módulos por fileiras

Os elevados valores de radiação no Verão podem condicionar o funcionamento dos módulos fotovoltaicos. O número mínimo de módulos por fileiras é definido para uma temperatura máxima de 70°C . Para temperaturas acima deste valor há um decréscimo de tensão, e se porventura a tensão do gerador for menor que a tensão mínima do inversor pode haver o corte do inversor. O número mínimo de módulos por fileiras é determinado de forma a que a tensão dos módulos não seja menor que a tensão mínima do inversor, como se pode observar na seguinte expressão:

$$N_{s\ min} > \frac{V_{DC\ min}^{inv}}{V_{\max(70^\circ)}} \quad (4.8)$$

- $V_{DC\ min}^{inv}$: tensão DC mínima do inversor;
- $V_{\max(70^\circ)}$: tensão máxima do módulo a 70°C .

O parâmetro $V_{\max(70^\circ)}$ pode não ser referido no catálogo do fabricante, sendo antes fornecida a variação da tensão, ΔV , em $\%/^\circ\text{C}$ ou em $\text{mV}/^\circ\text{C}$ [12]. As seguintes expressões permitem obter a variação da tensão em $\%/^\circ\text{C}$ ou em $\text{mV}/^\circ\text{C}$:

$$V_{\max(70^\circ)} = \left(1 + \frac{45^\circ\text{C} \times \Delta V_{\%/\text{C}}}{100} \right) \times V_{MPP} \quad (4.9)$$

$$V_{\max(70^\circ)} = V_{MPP} + 45^\circ\text{C} \times \Delta V_{\text{mV}/^\circ\text{C}} \quad (4.10)$$

4.1.3.2.3. Número de fileiras em paralelo

Determinado o número máximo e mínimo de módulos por fileira, é necessário determinar o número de fileiras em paralelo. O número de fileiras em paralelo é obtido através do quociente entre o valor da corrente de

entrada do inversor e o valor da corrente da fileira de módulos, valor esse que é equivalente à corrente máxima de um módulo.

$$N_{paralelo} = \frac{I_{inversor}}{I_{fileira}} \quad (4.11)$$

O valor da corrente de entrada do inversor é dado pelo quociente entre a potência DC máxima do inversor com o valor de tensão do inversor [12].

$$I_{inversor} = \frac{P_{max}^{inv}}{V_{inv}} \quad (4.12)$$

4.1.3.3. Cabos

Os sistemas fotovoltaicos devem ter um dimensionamento correto dos cabos tendo em conta a corrente admitida no cabo, o seu comprimento e perdas no cabo; e tendo em conta as características próprias a que estão sujeitos, tais como: aquecimento por efeito de Joule, a existência de correntes inversas (por ação de forças eletromagnéticas) e a temperatura ambiente a que estão sujeitos.

Os cabos podem ser divididos em três tipos: cabo de fileira, cabos DC e cabo AC [12].

4.1.3.3.1. Cabos de fileira

Os cabos de fileira fazem a ligação elétrica entre os módulos individuais de um gerador e a caixa de junção do gerador solar. Estes cabos devem ter um isolamento elevado, dado que, estão sujeitos a temperaturas reduzidas de Inverno e a elevadas temperaturas no Verão e possuir uma elevada resistência aos raios ultra-violetas.

A norma europeia IEC 60364-7-712 estabelece que o cabo de fileira tem de transportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador e deve ter proteção contra falhas de terra e curto-circuitos. Os cabos de fileira são ligados até à caixa de junção do gerador, que se encontra no exterior, e que tem um índice de proteção elevado.

4.1.3.3.2. Cabos DC

Os cabos DC fazem a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor, devendo ser enterrados ou entubados, dado que não têm uma grande resistência aos raios ultra-violetas. A norma alemã VDE 0100 Parte 712 (1998), estabelece que a queda de tensão máxima admitida no circuito condutor não exceda, em condições STC, 1% da tensão nominal do sistema fotovoltaico, ou seja, desta forma há a delimitação de perdas de potência dos cabos DC a 1%. A norma europeia IEC 60364-7-712 recomenda que o cabo principal DC, em condições STC, tem de ser dimensionado para 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador.

A secção do cabo DC é obtida através de um valor arredondado *standard* de 2,5mm², 4mm², 6mm², 10mm² e 16mm² e é obtida através de:

$$S_{DC} = \frac{2 L_{DC} I_{cc} N_s}{0,01 V_{fileira} k} \quad (4.13)$$

- L_{DC} : comprimento do cabo DC em m;
- I_{cc} : corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico em A;

- N_s : número de *strings* ligadas ao cabo;
- $V_{fileira}$: tensão de fileira em V;
- k : condutividade elétrica do condutor em $m/\Omega \text{ mm}^2$;

As perdas de energia diminuem com o aumento da secção, embora o aumento da secção implique um aumento no investimento feito.

4.1.3.3.3. Cabos AC

Os cabos AC fazem a ligação entre o inversor e a rede. A ligação AC pode ser monofásica ou trifásica, tendo uma queda de tensão máxima admissível no cabo de 3% em comparação com a tensão nominal da rede.

A secção do cabo AC é obtida através da seguinte expressão:

$$S_{AC \text{ mono}} = \frac{2 L_{AC} I_{nAC} \cos \varphi}{0,03 U_{ns} k} \quad (4.14)$$

- L_{AC} : comprimento ao cabo AC em m;
- I_{nAC} : corrente nominal AC em A;
- $\cos \varphi$: fator de potência do inversor;
- U_{ns} : tensão simples.

$$S_{AC \text{ trif}} = \frac{\sqrt{3} L_{AC} I_{nAC} \cos \varphi}{0,03 U_{nc} k} \quad (4.15)$$

- U_{nc} : tensão composta.

4.1.3.4. Ligação à rede

A ligação à rede é feita pela ligação do agrupamento de módulos solares em *strings*, que são conectadas a um inversor que vai converter a corrente DC em corrente AC, e que posteriormente, cumprindo determinados requisitos e normas de proteção, são injetados na rede interna de consumo ou na RESP. Os maiores fatores a ter em conta na qualidade do sinal injetado na rede ou na RESP são os seguintes: distorção harmónica total injetada na rede, fator de potência e o desvio da tensão da frequência e fase (ANEXO C, fornecido pela EDP Distribuição). Alguns inversores são constituídos por proteções de interligação que ao detetarem falhas na rede fazem o corte da instalação de produção com a ligação à rede.

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) propôs uma série de regras aplicáveis a instalações solares fotovoltaicas e respetivos esquemas de ligação, resultante da adaptação da Comissão Técnica Eletrotécnica 64 (CTE 64) das regras no HD 60 364-7-712 aplicada pelo Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica (CENELEC), para este tipo de instalações (ANEXO D) de forma a melhorar a conceção e execução destas instalações.

4.2. Parte prática

Neste subcapítulo vai ser abordada uma possível instalação de um sistema fotovoltaico planeado para reduzir os encargos com o consumo de energia, valor esse que pode ser utilizado para outros fins, e para cumprir as matrizes europeias com vista à redução da emissão de gases de efeito estufa.

No âmbito de atividades de gestão ambiental o CT de Alcochete é acreditado pela Autoridade Portuguesa de Certificação (APCER) por cumprir a legislação ambiental. Para além disso, o CT de Alcochete tem protocolos de encaminhamento de resíduos elétricos e eletrónicos com a AMB3E, tem uma gestão adequada dos resíduos sólidos urbanos e industriais e respetivo encaminhamento para empresas que façam o seu aproveitamento e adota os princípios do *Forest Stewardship Council* (FSC) nas boas práticas de gestão ambiental [30].

Desta forma e tendo em conta o contexto em que estamos envolvidos torna-se indispensável o estudo de soluções alternativas renováveis e com impactos ambientais reduzidos em comparação com as fontes de energia convencionais.

O projeto para a instalação de um sistema fotovoltaico consiste na aplicação de módulos fotovoltaicos em sete áreas distintas do CT de Alcochete. Cada área vai estar diretamente ligada a um Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) do Posto de Transformação (PT) correspondente, sendo que, em caso de haver um excesso de produção de energia, esta vai ser distribuída na rede interna de consumo ou pode vir a ser vendida à RESP. O projeto planeado é de acordo com o regime de produção para autoconsumo, sendo o modelo de interligação à rede em BT, estando os módulos agrupados em *strings* e controlados por inversores em cadeias de módulos (cujos cabos DC admitem quedas de tensão máxima de 1% e os cabos AC admitem quedas de tensão máxima de 3%).

4.2.1. Localização e configuração do sistema

O CT de Alcochete localizado na bacia sedimentar dos rios Tejo e Sado, ocupa uma área de 7 539 hectares. O projeto do sistema fotovoltaico ocupa sete áreas distintas (ANEXO F) com uma dimensão de 6 281m², correspondente a uma área de painéis fotovoltaicos de 2 231,3 m². A tabela 4.2 compila os dados sobre cada área.

Tabela 4.2: Módulos e potência instalada por local

Local	PT	Capacidade instalada por PT	Número de módulos	Área PV (m ²)	Potência instalada (kWp)
A1	PT1	500 kVA	103	165,9	26,78
A2	PT2	200 kVA	345	555,8	89,7
A3	PT3	100 kVA	198	319	51,48
A4	PT3		63	101,5	16,38
A5	PT4	100 kVA	208	335,1	54,08
A6	PT4		108	174	28,08
A7	PT5	500 kVA	360	580	96,6

No ANEXO E e ANEXO F é possível observar qual a configuração do sistema fotovoltaico por local. O consumo energético do CT de Alcochete anual (em MWh), entre os anos de 2006 a 2015, é reunido na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Consumo energético anual do CT de Alcochete, em MWh

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
797,60	794,79	908,61	863,89	871,01	850,46	848,07	814,17	677,23	691,74

Os painéis fotovoltaicos irão estar orientados a Sul, o que vai permitir uma orientação ótima durante o percurso da luz solar. Como mencionado no capítulo 3, a inclinação do sistema fotovoltaico deve ter em conta a posição do sol a uma determinada hora e local. A posição do sol pode ser obtida a partir de (3.3) e (3.4) ou por meios mais expeditos através de sites ou programas. O site da *sunearthtools.com* permite determinar através das coordenadas do local (38,775548, -8,882114) e da data qual a posição do sol. A figura 4.6 indica a posição solar para o CT de Alcochete.

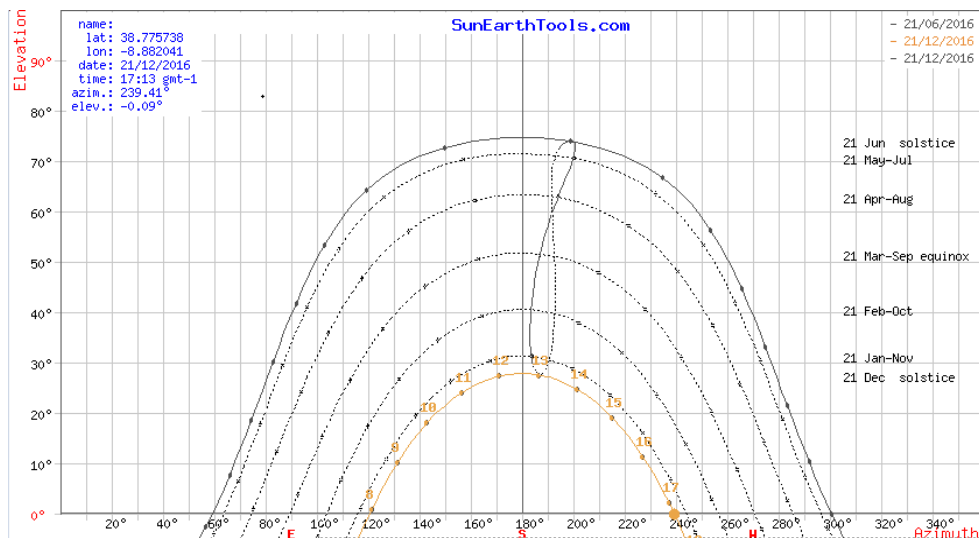


Figura 4.6: Posição solar do CT de Alcochete [31].

A partir da posição solar é observável, como mencionado anteriormente, que a melhor orientação dos módulos é a Sul. Como mencionado e justificado no capítulo 4 o ângulo de inclinação ótimo para os módulos foi de 35°. O valor de inclinação ótimo foi obtido através do site *Photovoltaic Geographical Information System*. Através da posição solar para o CT de Alcochete e do ângulo de inclinação ótima e por manipulação da expressão (4.3), é possível determinar a distância entre fileiras.

Módulo vertical:

$$d = 1,639 \left(\cos 35^\circ + \frac{\sin 35^\circ}{\tan 27,28^\circ} \right) = 3,17m \quad (4.16)$$

Módulo horizontal:

$$d = 0,983 \left(\cos 35^\circ + \frac{\sin 35^\circ}{\tan 27,28^\circ} \right) = 1,9m \quad (4.17)$$

Reforça-se que os módulos foram orientados na vertical ou horizontal de acordo com as características do terreno, tendo sempre em consideração a maximização do espaço. Ambas as configurações das distâncias entre fileiras foram dimensionadas para um valor 10% acima do valor teórico de forma a garantir uma melhor margem de segurança face a possíveis sombreamentos.

A tabela 4.4 reúne a disposição dos módulos tendo em conta o seu local de instalação.

Tabela 4.4: Disposição dos módulos fotovoltaicos

Local	Disposição
A1	Vertical
A2	Vertical
A3	Horizontal
A4	Vertical
A5	Vertical
A6	Vertical
A7	Vertical

4.2.2. Dimensionamento dos diferentes componentes do sistema

4.2.2.1. Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos foram escolhidos para o projeto tendo em conta o fator do custo por Watt-pico (€/Wp) e a sua qualidade (rendimento e garantia de produto). Foram consultados diversos sites e contactadas várias entidades para obter informações sobre os preços, qualidade de diferentes marcas e a quota de instalação no mercado nacional, sendo que só a Associação de Energias Renováveis (APREN) e a Associação Portuguesa da Indústria Solar (APISOLAR) responderam. Obtendo informações sobre quais as principais marcas instaladas (por parte da APREN para centrais fotovoltaicas de grandes dimensões) e sobre os principais distribuidores a nível nacional (APISOLAR) e comparando os catálogos destes distribuidores com alguns sites nacionais/europeus a escolha da marca recaiu sobre a BenQ. O modelo escolhido foi o GreenTriplex PM060P00 260Wp policristalino, com uma garantia máxima de 10 anos e garantia de *performance* de degradação linear até 80% para 25 anos [32].

As características técnicas do painel escolhido são apresentadas na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Características técnicas do módulo fotovoltaico

Potência nominal (W)	Eficiência do módulo (%)	Tensão nominal (V)	Corrente nominal (A)	Tensão de CA (V)	Corrente de CC (A)	Máxima tolerância de potência (%)	Dimensões (mm)	Peso (Kg)
260	16,1	31,2	8,34	37,7	8,83	0/+3	1639x983x40	18,5

Como referido no capítulo 4 os módulos estão sujeitos a perdas de eficiência. As perdas são divididas em quatro aspetos: as perdas por sombreamento, as perdas da qualidade dos módulos, as perdas de irradiância e temperatura e as *mismatch losses*.

Consideraram-se os seguintes valores de perdas:

$$Perdas_{sombreamento} = 0\%$$

$$Perdas_{qualidade} = 1,5\%$$

$$Perdas_{irradiância\ e\ temperatura} = 11\%$$

$$\text{Mismatch losses} = 2\%$$

4.2.2.2. Inversores

Os inversores foram escolhidos tendo em conta três critérios: o preço, as características próprias e acessórios e a sua garantia. Entre quatro fabricantes: ABB, Fronius, SMA e Kostal, a escolha recaiu sobre a alemã SMA.

Tendo em conta que existem sete áreas distintas de instalação e separadas por largas centenas de metros não faria sentido ter um inversor central poderoso para o projeto. Por essa razão foram escolhidos diversos inversores em cadeias de módulos cuja potência nominal pode variar entre os 6-25 kW [33]. Os inversores escolhidos foram do modelo *Sunny Tripower* apresentados na tabela 4.6:

Tabela 4.6: Modelos dos inversores escolhidos

Modelo	Eficiência (%)	Potência (kW)
STP 5000TL-20	98,00	5
STP 6000TL-20	98,00	6
STP 7000TL-20	98,00	7
STP 8000TL-20	98,00	8
STP 9000TL-20	98,00	9
STP 10000TL-20	98,00	10
STP 12000TL-20	98,30	12
STP 15000TL-10	98,20	15
STP 17000TL-10	98,20	17
STP 20000TL-30	98,40	20
STP 25000TL-30	98,30	25

A escolha para a instalação dos inversores foi feita com o auxílio do programa PVSOL 2016 obedecendo a seis critérios de configuração: número de inversores, número de modelos de inversores, número de configurações, fator de dimensionamento, diferença de fator de dimensionamento e a eficiência dos inversores. Houve a preocupação de diminuir os custos monetários da instalação (três primeiros critérios) com a parte mais técnica (três últimos critérios) para que o inversor trabalhe na gama de funcionamento adequada para um apropriado número de módulos e fileiras. O dimensionamento do sistema deve ser feito de modo a que o inversor não funcione por longos períodos a potências acima da nominal nem por longos períodos abaixo da potência nominal [12]. Como foi referido no capítulo 4, o intervalo de potência do inversor deve estar compreendido entre os intervalos definidos em (4.4).

A tabela 4.7 agrupa o número de módulos que cada inversor pode suportar considerando a potência nominal do inversor e a potência do gerador fotovoltaico, tendo em conta um fator de dimensionamento máximo definido pelo programa PVSOL 2016 de 1:1,10.

Tabela 4.7: Número de módulos por inversor

Inversores	$P_{nominal}$ inversor	$P_{máx}$ inversor	Fator dimensionamento	$P_{gerador}$	MPPT	Nº módulos mínimo	Nº módulos máximo
5000TL-20	5 000	5 100	1:1.10	5 500	2	20	21
6000TL-20	6 000	6 125	1:1.10	6 600	2	24	25
7000TL-20	7 000	7 175	1:1.10	7 700	2	27	29
8000TL-20	8 000	8 200	1:1.10	8 800	2	31	33
9000TL-20	9 000	9 225	1:1.10	9 900	2	35	38
10000TL-20	10 000	10 250	1:1.10	11 000	2	39	42
12000TL-20	12 000	12 275	1:1.10	13 200	2	47	50
15000TL-10	15 000	15 340	1:1.10	16 500	2	58	63
17000TL-10	17 000	17 410	1:1.10	18 700	2	66	71
20000TL-30	20 000	20 440	1:1.10	22 000	2	77	84
25000TL-30	25 000	25 550	1:1.10	27 500	2	97	105

Definindo o número de módulos que cada inversor pode suportar e como explicado no capítulo 4 deve-se definir a configuração do sistema no que respeita ao dimensionamento das fileiras, ou seja, determinar o número máximo de módulos por fileiras, número mínimo de módulos por fileiras e o número de fileiras em paralelo respeitando o intervalo de operação do MPPT que o inversor incorpora. Esta configuração está dependente do seu regime de operação em condições extremas no Inverno e no Verão, e como tal deve-se definir o valor de $V_{ca(-10^\circ)}$ e o valor $V_{max(70^\circ)}$ utilizando as expressões (4.6) e (4.9):

$$\begin{cases} V_{ca(-10^\circ)} = \left(1 - \frac{35x - 0,3}{100}\right) \times 37,7 = 41,66V \\ V_{max(70^\circ)} = \left(1 + \frac{45x - 0,3}{100}\right) \times 31,2 = 26,99V \end{cases} \quad (4.18)$$

Obtendo o valor das temperaturas para as condições extremas de operação é possível definir os limites de configuração, como determinado na tabela 4.8.

Depois de definida a marca e modelos de inversores, o limite de módulos por inversor com fator de dimensionamento de 1:1,10 pelo programa PVSOL 2016 e se definir os limites de configuração dos inversores nomeadamente o número de módulos que pode suportar, número máximo de módulos por fileiras, número mínimo de módulos por fileiras e o número de fileiras em paralelo, a tabela 4.9 mostra o número de inversores utilizados por área de instalação. No geral, os inversores escolhidos têm uma potência nominal menor que a potência do gerador fotovoltaico.

Foi definido no projeto que os inversores estariam localizados nos diferentes PT estando alocada uma verba para modificação dos mesmos para acomodar de uma forma conveniente e segura os diferentes inversores.

Deve ser salientado que os inversores possuem mecanismos de proteção e monitorização do sistema tais como: *DC disconnect device*, *ground fault monitoring/grid monitoring*, *DC reverse polarity protection/AC short-circuit current capability* e *Mains Monitoring Units with Allocated All-pole Switching Devices Connected in Series (MSD)* [33].

Tabela 4.8: Limites de configuração dos inversores

Inversores	Nº MPPT	$U_{MPPT_{min}}$ (V)	$U_{MPPT_{máx}}$ (V)	$I_{MPPT_{máx}}$ (A)	$U_{inv_{máx}}$ (V)	Nº mínimo módulos por fileira	Nº máximo módulos por fileira	Nº módulos em paralelo
5000TL-20	2	245	800	21	1 000	9	24	2
6000TL-20	2	295	800	21	1 000	11	24	2
7000TL-20	2	290	800	25	1 000	11	24	2
8000TL-20	2	330	800	25	1 000	12	24	2
9000TL-20	2	370	800	25	1 000	14	24	2
10000TL-20	2	370	800	28	1 000	14	24	3
12000TL-20	2	440	800	28	1 000	16	24	3
15000TL-10	2	360	800	44	1 000	13	24	4
17000TL-10	2	400	800	44	1 000	15	24	4
20000TL-30	2	320	800	66	1 000	12	24	7
25000TL-30	2	390	800	66	1 000	14	24	7

Tabela 4.9: Número de inversores por local de instalação

Local	Disposição		Potência instalada (kW)
A1	1xSTP 7000TL-20	1xSTP 20000TL-30	26,78
A2	2xSTP 6000TL-20	3xSTP 25000TL-30	89,7
A3	2xSTP 25000TL-30		51,48
A4	1xSTP 15000TL-10		16,38
A5	2xSTP 25000TL-30		54,08
A6	1xSTP 6000TL-20	1xSTP 20000TL-30	28,08
A7	1xSTP 15000TL-10	3xSTP 25000TL-30	93,6

4.2.2.3. Cabos

Como referido anteriormente, o dimensionamento das secções dos cabos é feito em DC e AC. O cálculo das secções foi definido pelas seguintes expressões:

$$S_{DC} = \frac{2 L_{DC} I_{cc} N_s}{0,01 V_{fileira} k} \quad (4.19)$$

$$S_{AC\ mono} = \frac{2 L_{AC} I_{nAC} \cos \varphi}{0,03 U_{ns} k} \quad (4.20)$$

$$S_{AC\ trif} = \frac{\sqrt{3} L_{AC} I_{nAC} \cos \varphi}{0,03 U_{nc} k} \quad (4.21)$$

Uma instalação elétrica tem vários riscos, de entre os quais se salienta os de sobreaquecimento dos cabos condutores. Este sobreaquecimento é responsável pela degradação do isolamento e do próprio condutor. A causa do sobreaquecimento dos condutores pode ter origem em sobreintensidades. Estas características influenciam diretamente o cálculo das secções dos cabos [34].

Todos os condutores ativos devem ser protegidos contra sobrecargas e curto-circuitos por um ou mais dispositivos de corte automático.

No cálculo das secções dos cabos de alimentação dos diversos circuitos, deve-se ter em conta não só as correntes admissíveis nos condutores, mas também as quedas de tensão admissíveis. Para assegurar o bom funcionamento do sistema de energia elétrica em baixa tensão, é essencial que as quedas de tensão ao longo dos diversos circuitos não ultrapassem os valores estipuladas pelas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), a queda de tensão máxima DC é de 1% e a queda de tensão máxima AC é de 3%.

Na tabela 4.10, é indicada o comprimento e a secção de cabo DC e AC para cada local de instalação.

Tabela 4.10: Quantidade e secção dos cabos AC e DC

Local	Cabo DC	Cabo AC
A1	94m de 4mm ²	10m de 2,5mm ²
	123m de 6mm ²	
A2	556m de 10mm ²	25m de 4mm ²
	711m de 16mm ²	
A3	45m de 4mm ²	10m de 2,5mm ²
	339m de 10mm ²	
A4	39m de 2,5mm ²	5m de 2,5mm ²
	96m de 10mm ²	
A5	203m de 6mm ²	10m de 2,5mm ²
	369m de 10mm ²	
A6	19m de 2,5mm ²	10m de 2,5mm ²
	74m de 6mm ²	
	78m de 10mm ²	
A7	158m de 4mm ²	800m de 95mm ²
	206m de 6mm ²	
	130m de 10mm ²	
	348m de 16mm ²	

A tabela 4.11 indica as designações dos cabos utilizados [35].

Tabela 4.11: Designação dos cabos AC e DC

Local	Cabo DC		Cabo AC
A1	H05XV-U3x4	H07XV-U3x4	H05XV-U3x2,5
	H05XV-U3x6	H07XV-U3x6	
A2	H05XV-R3x10	X07XV-R3x16	H05XV-U3x4+2,5
	H07XV-R3x10		
A3	H07XV-U3x4		H05XV-U3x2,5
	H07XV-R3x10		
A4	H07XV-U3x2,5		H05XV-U3x2,5
	H05XV-R3x10		
A5	H07XV-U3x6		H05XV-U3x2,5
	H07XV-R3x10		
A6	H05XV-U3x2,5		H05XV-U3x2,5
	H07XV-U3x6		
	H05XV-R3x10		
A7	H07XV-U3x4		H05XV-R3x95+50
	H07XV-U3x6		
	H07XV-R3x10		
	H07XV-R3x16		

Deve-se salientar que os cabos DC serão enterrados no pavimento, paralelamente aos módulos fotovoltaicos. Os cabos AC por sua vez servirão para a instalação dos equipamentos localizados no PT.

4.2.3. Ligação à rede

A ligação à rede é feita em BT, com a instalação a ser ligada ao QGBT presente no PT. A energia produzida vai ser injetada na instalação de consumo, sendo que eventuais excedentes da produção, devem ser injetados na rede. Em caso de excesso de produção local, este será distribuído para os restantes PTs da Unidade em MT. Através dos dados recolhidos pelo analisador de redes é possível observar que a corrente que percorre os cabos é superior à corrente que o sistema fotovoltaico pode produzir, pelo que, não há necessidade de fazer alterações nos cabos de ligação dos diferentes PTs aos edifícios alimentados pelos próprios. A única alteração na ligação à rede é a aquisição de um contador, dado que sendo uma instalação com potência instalada superior a 1,5 kW a contagem da eletricidade produzida e injetada na RESP é obrigatória. Este contador deve conter telecontagem [1].

Como referenciado no capítulo 4, o ANEXO B indica os equipamentos que os sistemas fotovoltaicos devem conter para proteção contra descargas atmosféricas. O ANEXO C contém informações sobre aspetos de qualidade da rede. O ANEXO D contém o esquema de ligação aplicável a instalações solares fotovoltaicas em UPAC.



5. Análise energético-financeira

- Estimativa energética;
- Viabilidade económica.

SÍNTESE

O capítulo 5 está dividido em dois subcapítulos. O primeiro subcapítulo refere-se à estimativa energética do projeto, onde é feita a previsão energética do projeto tendo em conta as perdas ao longo da cadeia de produção fotovoltaica. O segundo subcapítulo analisa a viabilidade económica tendo em conta o investimento feito com o possível retorno da instalação fotovoltaica.

5.1. Estimativa energética

A previsão energética do projeto deve ter em conta que há perdas ao longo da cadeia de produção fotovoltaica, ou seja, à produção ideal devem ser subtraídas as perdas que farão com que a energia de saída do sistema fotovoltaico e entregue à rede seja inferior à de condições ideais. Na figura 5.1 enumeram-se as perdas consideradas no dimensionamento do projeto e que influenciam diretamente a energia de saída do sistema fotovoltaico.

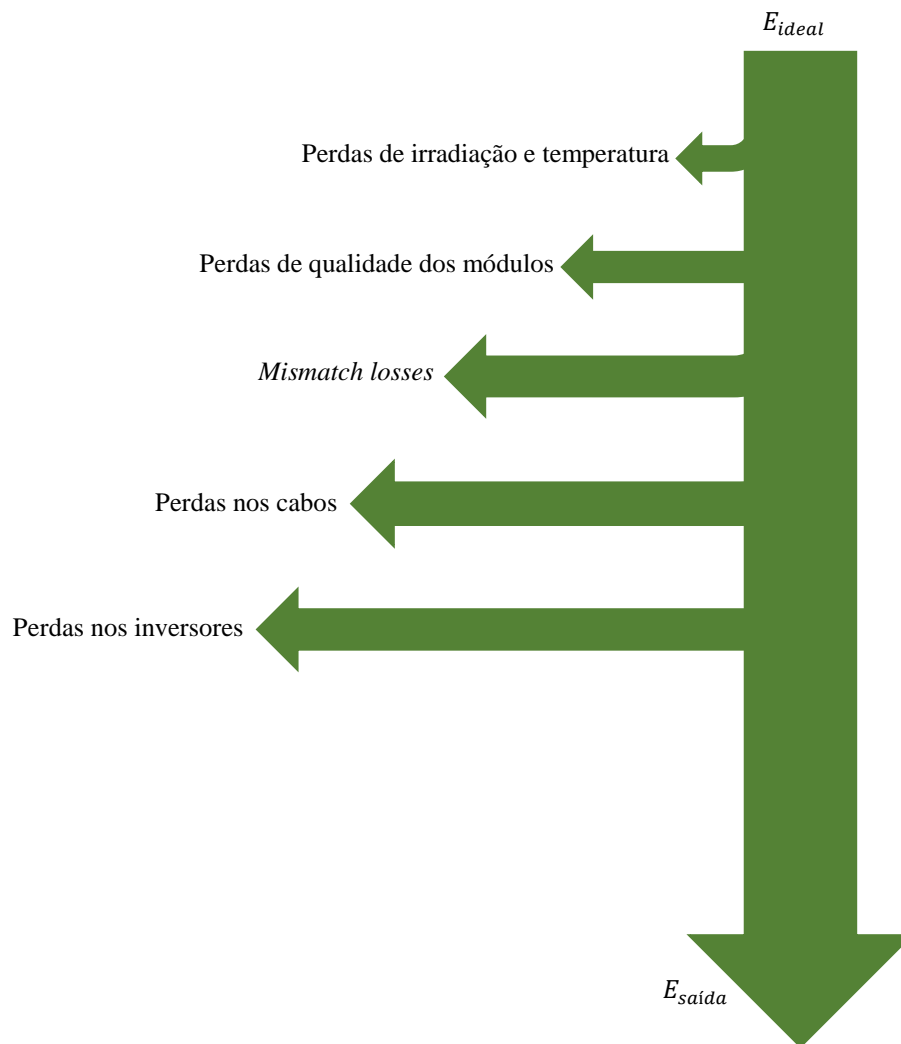


Figura 5.1: Fluxo de energia do sistema fotovoltaico.

O programa Meeonorm 7 permite que haja recolha de dados importantes na estimativa energética, mais concretamente, dados sobre a radiação solar incidente (medição efetuada entre 1991-2010) e a temperatura (medição efetuada entre 2000-2009). O programa utilizado no projeto, o PVSOL 2016, utiliza esses dados para a realização da simulação do sistema fotovoltaico. A tabela 5.1 compila os dados relativamente aos valores da irradiação e da temperatura para um plano inclinado a 35° e orientado a Sul.

Tabela 5.1: Tabela de dados do programa Meteonorm 7

	Irradiação global (kWh/m ²)	Irradiação difusa (kWh/m ²)	Irradiação incidente (kWh/m ²)	Temperatura máxima (°C)	Temperatura mínima (°C)
Janeiro	73	26	123	10,9	7,8
Fevereiro	87	33	117	12,2	8,5
Março	137	58	140	14,4	9,5
Abril	173	65	170	15,6	10,2
Mai	215	69	213	18,5	12,1
Junho	229	72	223	22	14,7
Julho	242	59	264	23,1	15,3
Agosto	216	57	245	23,6	15,8
Setembro	161	52	181	21,8	15,2
Outubro	115	42	143	18,7	13,8
Novembro	76	31	107	14,2	10,3
Dezembro	62	26	104	11,6	8,6
	1 786	589	2 030	17,2	11,8

A estimativa energética foi feita para cada local ao invés da área global do sistema.

A energia idealmente produzida pelo sistema fotovoltaico (E_{ideal}) [10] é dada por:

$$E_{ideal} = H_{corrigido} \eta_{módulos\ corrigido} A_{PV\ local} \quad (5.1)$$

- E_{ideal} : energia idealmente produzida pelo sistema fotovoltaico em MWh;
- $H_{corrigido}$: irradiação incidente anual corrigida pelo fator AM (referido no capítulo 3) em kWh/m². Como média anual do índice de massa de ar para a Europa, foi definido segundo a norma 60891 da *International Energy Center*, um valor de 1,5%.
- $\eta_{módulos\ corrigido}$: rendimento dos módulos tendo em conta as perdas por irradiação e temperatura;
- $A_{PV\ local}$: área ocupada pelos módulos fotovoltaicos.

$$H_{corrigido} = 2\,030 \times 0,985 = 1\,999,55 \text{ kWh/m}^2$$

$$\eta_{módulos\ corrigido} = 16,1 \times (1 - 0,11) = 14,33\%$$

então

$$E_{ideal} = 1\,999,55 \times 0,1433 \times A_{local}$$

Como se observou na figura 5.1 a E_{ideal} é a energia total do sistema fotovoltaico sem perdas ao longo da cadeia de produção. A energia entregue à rede ($E_{entregue}$) resulta da energia produzida tendo em consideração perdas ao longo da cadeia de produção [10].

$$E_{entregue} = E_{ideal} \left(1 - (Perdas_{qualidade\ módulos} + Perdas_{mismatch\ losses} + Perdas_{cabos}) \right) \eta_{inversores} \quad (5.2)$$

- $E_{entregue}$: energia entregue à rede em MWh;
- $Perdas_{qualidade\ módulos}$: perdas da qualidade dos módulos estimadas em 1,5%;
- $Perdas_{mismatch\ losses}$: perdas por *mismatch losses* estimadas em 2%;
- $Perdas_{cabos}$: perdas nos cabos estimadas em 1%;
- $\eta_{inversores}$: rendimento dos inversores (considerado o pior caso) de 97%.

$$E_{entregue} = E_{ideal} (1 - (0,015 + 0,02 + 0,01)) \times 0,97$$

Na tabela 5.2, são expostos os valores da energia produzida e da energia entregue à rede para cada local.

Tabela 5.2: Estimativa da energia produzida e da energia entregue à rede

Local	PT correspondente	Nº módulos	Área (m ²)	Potência (kWp)	Energia produzida (MWh)	Energia entregue rede (MWh)
A1	PT1	103	165,83	26,78	47,51	44,01
A2	PT2	345	555,45	89,7	159,14	147,42
A3	PT3	198	318,78	51,48	91,33	84,61
A4	PT3	63	101,43	16,38	29,06	26,92
A5	PT4	208	334,88	54,08	95,96	88,88
A6	PT4	108	173,88	28,08	49,82	46,15
A7	PT5	360	579,6	93,6	166,06	153,83

Depois de se analisar a energia que idealmente o sistema fotovoltaico poderia produzir com a energia entregue à rede deve-se avaliar o desempenho do sistema [10]. A taxa de desempenho do sistema (PR, *Performance Ratio*) permite avaliar o comportamento geral do sistema, dependendo da instalação, o valor do PR está normalmente compreendido entre os 70% e 85% [12]. A expressão do PR é dada por:

$$PR = \frac{E_{entregue}}{H_{incidente} \eta A} \quad (5.3)$$

então

$$PR = \frac{E_{entregue}}{2\,030 \times 0,161 \times A}$$

Na tabela 5.3, estão reunidos os dados obtidos teoricamente e por intermédio do *software* PVSOL 2016 relativos à estimativa energética.

Tabela 5.3: Comparação entre resultados teóricos e resultados PVSOL 2016

Local	PT correspondente	Energia produzida (MWh)	Estimado teoricamente		Estimado PVSOL 2016	
			Energia entregue rede (MWh)	PR	Energia entregue rede (MWh)	PR
A1	PT1	47,51	44,01	0,812	45,44	0,856
A2	PT2	159,14	147,42	0,812	151,96	0,856
A3	PT3	91,33	84,61	0,812	87,33	0,856
A4	PT3	29,06	26,92	0,812	27,74	0,855
A5	PT4	95,95	88,88	0,812	92,01	0,859
A6	PT4	49,82	46,15	0,812	47,68	0,858
A7	PT5	166,06	153,83	0,812	158,94	0,858
Total	-	638,87	591,82	-	611,1	

A diferença entre os valores obtidos teoricamente e os valores obtidos pelo programa PVSOL 2016 resultam da diferença de valores de determinados parâmetros, tais como a irradiação incidente e o rendimento dos módulos.

O valor da irradiação incidente do programa PVSOL 2016 é de 1 978,6 kWh/m².

O catálogo dos módulos BenQ e o programa PVSOL 2016 têm diferenças de valores nos rendimentos dos módulos. O catálogo do fabricante apresenta um rendimento de 16,1% e o programa PVSOL 2016 utiliza um valor de 16,15%. Para além disso, teoricamente foram contabilizadas perdas de irradiação e temperatura que vão afetar o rendimento dos módulos.

A tabela 5.4 reúne os consumos do Campo de Tiro de Alcochete entre o período de 2006-2015. Considerando que anualmente se entregará à rede um valor de 591,82 MWh, isso implica um consumo de energia pelo regime de autoconsumo superior a 70%.

Tabela 5.4: Consumo Energético anual CT Alcochete 2006-2015

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo Energético (MWh)	797,60	794,79	908,61	863,89	871,01	850,46	848,07	814,17	677,23	691,74
Autoconsumo	74,2%	74,46%	65,13%	68,51%	67,95%	69,59%	69,78%	72,69%	87,39%	85,56%

5.2. Viabilidade económica

Se a energia obtida pela instalação fotovoltaica for mais cara do que a obtida através da rede então a avaliação económica do empreendimento não é a desejável, sendo aconselhável que se adotem soluções diferentes ou que haja incentivos para que o uso de energias renováveis seja mais vantajoso, para além do facto de ter grandes vantagens ambientalmente.

A avaliação económica estimada de uma forma acertada permite que a instalação do sistema fotovoltaico se faça de uma forma consistente e sustentada para que o decisor tenha todas as ferramentas para analisar a viabilidade económica do projeto.

A análise económica do projeto fez-se para preços constantes não tendo em conta a variação da inflação, dado que esta influencia tanto as despesas como as receitas.

A teoria da análise económica do projeto vai-se concentrar nos seguintes conceitos: *Cash-Flows*, Taxa de Atualização, *Levelized Cost Of Energy* (LCOE), análise de rácios (*Return on Assets* (ROA) e *Return on Investments* (ROI)), Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) e o Período de Recuperação do Investimento (PRI), sendo que, o programa PVSOL 2016, tendo em conta os diversos *inputs* dos aspetos económicos, fará a avaliação económica do projeto.

Por fim, de forma a concluir a introdução do subcapítulo de viabilidade económica gostaria de deixar as seguintes frases sobre o contexto da Engenharia Económica: *Engineers are planners and builders. They are also problem solvers, managers, and decision makers. Plans and production must be financed. Problems are eventually defined by dollar dimensions, and decisions are evaluated by their monetary consequences* [36].

5.2.1. Parte teórica

5.2.1.1. *Cash-flows*

O conceito de *cash-flows* representa a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro de uma empresa ou projeto num determinado período de tempo.

Os *cash-flows* permitem de uma forma geral avaliar o estado de um projeto ao longo do tempo de vida útil do mesmo e para além disso as entradas e saídas de dinheiro num projeto funcionam como *inputs* para o cálculo da VAL e da TIR [37].

O *cash-flow* é dado através da seguinte conjugação:

$$CF = CF_{operacional} + CF_{investimento} + CF_{financiamento} \quad (5.4)$$

- $CF_{operacional}$: corresponde ao dinheiro gasto ou recebido em resultado das atividades de *core* da empresa;
- $CF_{investimento}$: corresponde ao dinheiro gasto ou recebido em investimentos ou aquisições;
- $CF_{financiamento}$: corresponde ao dinheiro gasto ou recebido em atividades de financiamento.

5.2.1.2. Taxa de Atualização

Deve-se ter em conta que não é indiferente fazer um pagamento (ou recebimento) hoje ou fazer um pagamento (ou recebimento) num período futuro, dado que o valor do dinheiro vai sofrendo alterações. A taxa de atualização permite resolver este tipo de questões, dado que converte valias financeiras entre diferentes períodos de tempo.

A taxa de atualização permite transformar valores em diversos instantes de tempo em valores atualizados à data corrente da análise financeira.

A taxa de atualização é dada pela seguinte forma:

$$a = [(1 + T_1)(1 + T_2)(1 + T_3)] - 1 \quad (5.5)$$

- a : taxa de atualização;

- T_1 : taxa de rendimento real, taxa que traduz a remuneração real mínima sem risco;
- T_2 : taxa de risco, taxa que traduz o risco envolvido no projeto;
- T_3 : taxa de inflação.

A taxa de atualização não corresponde à taxa de juro bancário (só corresponde num mercado ideal) [10].

5.2.1.3. Levelized Cost Of Energy (LCOE)

O *Levelized Cost Of Energy* é um dos indicadores que permite avaliar ao longo do tempo de vida útil do projeto os diferentes encargos com o custo da energia tendo em conta a energia total produzida. Este valor é obtido pela soma individualizada de cada encargo (de investimento, de operação e manutenção, de combustível e diversos) sobre a produção total obtida. Um LCOE baixo mostra que o custo da energia produzida é relativamente pequeno, com uma elevada taxa de retorno do investimento. Um LCOE alto permite indicar que o custo da energia produzida é relativamente elevado, com uma baixa taxa de retorno do investimento.

Deve-se salientar que a tecnologia do sistema e a sua implementação podem alterar o valor do LCOE, dado que a produção vai variar e consequentemente os aspetos financeiros serão diferentes [10].

O valor do LCOE é dado por:

$$LCOE = \frac{\sum E_1 + \sum E_2 + \sum E_3 + \sum E_4}{E_{produzida}} \quad (5.6)$$

- LCOE: *Levelized Cost Of Energy* em €/MWh;
- E_1 : encargos com o investimento em €;
- E_2 : encargos com os custos de operação e manutenção em €;
- E_3 : encargos com os custos do combustível em €;
- E_4 : encargos com custos diversos;
- E_{prod} : produção total de energia em MWh.

5.2.1.4. Valor Atual Líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido (VAL) permite avaliar a viabilidade de um projeto com um determinado investimento através da análise dos valores atualizados dos *cash-flows* tendo em conta a vida útil do projeto. Este indicador também pode ser utilizado como ferramenta de medição de empresas ou outros ativos.

A expressão que permite definir o VAL é dada por:

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+a)^i} \quad (5.7)$$

- VAL: Valor Atual Líquido;
- CF_i : *Cash-flow* no ano i ;
- a : taxa de atualização.

Por fim deve ser referido que em projetos com o $VAL > 0$ o projeto é sinónimo de viabilidade económica (cobre o investimento inicial, o valor mínimo pretendido pelo investidor e ainda permite gerar lucro). Um $VAL = 0$ representa um projeto em que o investimento inicial é recuperado e o valor mínimo pretendido pelo investidor foi

recuperado, mas sem gerar lucro. Se o $VAL < 0$ então isso significa que o projeto não é viável, sendo por isso aconselhável o abandono do projeto ou então uma alteração na estrutura e na configuração do projeto [10].

5.2.1.5. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A taxa interna de rentabilidade é uma ferramenta que permite avaliar a rentabilidade dos projetos de investimento. Maiores valores da TIR representam rentabilidades do projeto mais elevadas enquanto uma TIR de valor reduzido pode representar projetos inviáveis.

A expressão que permite calcular a TIR é dada pela seguinte expressão:

$$TIR \Rightarrow \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+a)^i} = 0 \quad (5.8)$$

O valor da TIR é obtido igualando a VAL a 0 e resolvendo a equação em função de a. Desta forma, consegue-se apurar qual o valor mínimo da TIR que torna um projeto viável.

Quando o valor da TIR tem um valor superior ao valor da taxa de atualização isso significa que o projeto tem uma taxa de rentabilidade elevada e, portanto, é um projeto viável. Quando o valor da TIR tem um valor inferior ao valor da taxa de atualização isso significa que o projeto tem uma baixa taxa de rentabilidade e, portanto, o projeto não é viável [10].

5.2.1.6. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O período de recuperação do investimento ou *payback period* corresponde ao período de tempo em que o capital investido é reavido através do somatório dos diferentes *cash-flows* anuais. Dito de outra forma o PRI corresponde ao período de tempo em que as receitas geradas e acumuladas ao longo dos anos recuperam o investimento feito em $t=0$ durante o período de vida útil do projeto [38].

O PRI corresponde ao tempo necessário para que o VAL seja positivo.

A expressão que demonstra o calculo do PRI é dada por:

$$\sum_{n=1}^{Período_{recuperação}} \frac{Receitas_{geradas_i}}{(1+a)^i} = Investimento_{feito} \quad (5.9)$$

5.2.1.7. Return on Assets (ROA)

O *Return on Assets* é um rácio de rentabilidade. O ROA é um indicador que permite ter informações sobre a rentabilidade de uma empresa ou projeto, permitindo quantificar a capacidade dos ativos do projeto (equipamentos) gerarem resultados.

O ROA é dado pela seguinte expressão:

$$ROA = \frac{Net\ income}{Total\ de\ ativos} \quad (5.10)$$

Um ROA elevado (superior a 5%) dá-nos indicação que os ativos do projeto estão a ser utilizados convenientemente para produzir resultados [39].

5.2.1.8. Return on Investment (ROI)

O *Return on Investment* é um rácio que permite obter uma medida sobre a quantidade de retorno que um determinado investimento gerou, ou seja, é um indicador que permite avaliar se um determinado investimento produziu um retorno positivo ou negativo.

O ROI é dado pela seguinte expressão:

$$ROI = \frac{Receitas \frac{(1 + a)^n - 1}{a(1 + a)^n}}{Investimento} \quad (5.11)$$

Para um ROI=1 podemos constatar que por cada unidade investida há uma unidade de retorno, correspondente à situação de VAL=0. Para um ROI>1 podemos constatar que por cada unidade investida há mais que uma unidade de retorno, correspondente à situação de VAL>0. Para um ROI<1 podemos constatar que por cada unidade investida há menos de uma unidade de retorno, correspondente à situação de VAL<0 [39].

5.2.2. Parte prática

A parte prática da viabilidade económica foi feita com o recurso ao programa PVSOL 2016.

Deve ser referido que este projeto pode ser viável e lucrativo devido à redução de custos na fatura energética, dado que são as diversas UPAC que satisfazem grande parte das necessidades energéticas do CT de Alcochete, energia essa que não é fornecida pela GALP Energia, ou seja, o projeto não se torna viável ou lucrativo pela venda de energia à RESP mas sim devido à redução dos custos de consumo.

A tabela 5.5 compila o montante anual gasto em eletricidade no CT de Alcochete no período 2006-2015.

Tabela 5.5: Montante gasto em eletricidade e respetivo €/kWh entre 2006-2015

ANO	CONSUMO (MWh)	CUSTO (€)	€/kWh
2006	797,60	68 401,96	0,086
2007	794,79	69 456,39	0,087
2008	908,61	80 829,65	0,090
2009	863,87	83 916,92	0,097
2010	871,01	79 639,24	0,091
2011	850,46	89 654,83	0,105
2012	848,07	106 311,05	0,125
2013	814,17	108 078,6	0,132
2014	677,23	94 778,84	0,140
2015	691,74	91 932,84	0,133

Tendo em conta os dados do capítulo 5, a energia fornecida pelas UPAC pode representar uma poupança superior a 60% na fatura energética, levando a uma poupança anual de dezenas de milhares de euros.

Um possível investimento no projeto fotovoltaico seria exclusivamente feito recorrendo ao capital próprio da Força Aérea, não sendo pedido crédito a entidades bancárias, ou seja, não seria gasto dinheiro em juros ou outras obrigações.

O investimento no projeto envolveria a compra de diversos equipamentos tais como:

- Módulos fotovoltaicos: como referido no capítulo 4 a marca escolhida dos módulos fotovoltaicos foi a BenQ. O preço do módulo foi obtido por intermédio do site da *europe-solarstore*;
- Estrutura dos módulos: a estrutura dos módulos tem em conta a sua disposição e respetivo ângulo de inclinação. A estrutura será em alumínio anodizado e terá um preço por unidade de módulo [40].
- Inversores: os inversores escolhidos pertencem à marca alemã recorrendo ao catálogo do site da *europe-solarstore*;
- Cabos: a escolha dos cabos teve em conta as características técnicas dos mesmos e o fator preço recorrendo à tabela de preços da CABELTE, atualizada a 15 de março de 2016;
- Dispositivos de proteção: os preços dos dispositivos de proteção foram obtidos recorrendo ao catálogo da Hager;
- Modelação do terreno: a modelação do terreno é feita recorrendo a meios próprios da Força Aérea;
- Modificação de PTs: a modificação dos PTs tem em conta eventuais alterações estruturais nos mesmos devido à utilização de novos equipamentos.
- Instalação do sistema: a Agência Internacional de Energia estima que o custo da instalação de um sistema fotovoltaico corresponda a 1/5 do valor do custo dos módulos.
- Interligação: a contagem de energia será feita em cada inversor por intermédio de um contador com telecontagem, cujo preço está no site do ecosist.

O custo estimado para a instalação do sistema fotovoltaico no CT de Alcochete é de aproximadamente 537 000€. Os custos de operação e manutenção não foram considerados pelo facto do CT de Alcochete possuir recursos que asseguraram determinadas operações e pelo facto das empresas especializadas em operações de manutenção não terem fornecido estimativas de orçamento quando contactadas.

Como foi dito na introdução do subcapítulo “*Problems are eventually defined by dollar dimensions, and decisions are evaluated by their monetary consequences.*”, como tal, tendo em conta o investimento deve ser feita a análise do investimento para o tempo de vida útil do projeto (25 anos).

De acordo com a avaliação feita pelo programa PVSOL 2016 o projeto é bastante viável economicamente.

O projeto apresenta um *payback period* de 7,8 anos.

Para um investimento de 537 000€ o projeto ao fim de 25 anos gera 1 053 705,1€. Por fim, deve ser salientado que a capacidade dos ativos (equipamentos) gerarem mais-valias, o indicador de ROA, é de 11,55%.

A tabela 5.6 enumera os diferentes preços e quantidades de equipamentos adquiridos para a realização do projeto fotovoltaico.

Tabela 5.6: Listagem de material adquirido para o projeto fotovoltaico

Elementos	Quantidade [#]	Preço por Unidade [€]	TOTAL [€]
Módulos	1 385	145	200 825,00
Estrutura de Fixação	1 385	22	30 470,00
TOTAL	-	-	231 295,00

Elementos	Quantidade [#]	Referência	Preço por Unidade [€]	TOTAL [€]
Inversores	3	STP 6000TL-20	1 838	5 514,00
	1	STP 7000TL-20	1 993	1 993,00
	2	STP 15000TL-10	3 280	6 560,00
	2	STP 20000TL-30	4 110	8 220,00
	10	STP 25000TL-30	4 696	46 960,00
TOTAL	-	-	-	69 247,00

Elementos	Tipo	Secção	Preço por Unidade [€/m]	TOTAL [€]
Cabos	DC	3x2,5	0,27	27,91
		3x4	0,46	146,77
		3x6	2,39	1 446,52
		3x10	3,83	6 008,58
		3x16	7,34	7 770,94
	AC	3x95+50	39,63	31 706,56
	Fileira	4mm2	-	1 700,00
TOTAL	-	-	-	48 807,28

Elementos	Tipo	Quantidade [#]	Referência	Preço por Unidade [€]	TOTAL [€]
Dispositivos de Proteção	Circuit Breaker	3	B13A	30	90
		1	B16A	30	30
		1	B32A	30	30
		2	B40A	30	60
		10	B50A	35	350
	Residual Current Device	3	13A/100mA	4	12
		1	16A/100mA	4	4
		1	32A/100mA	4	4
		2	40A/100mA	4	8
		10	50A/100mA	4	40
TOTAL	-	-	-	-	628,00

Elementos	Quantidade [#]	Preço por Unidade [€/m2]	TOTAL [€]
Modelação do terreno	7 áreas distintas com 6 800m2	17	115 600,00
Modificação de PTs	5	5 000	25 000,00
Instalação do Sistema	1/5 do custo dos módulos	-	40 165,00
TOTAL			180 765,00

Elementos	Quantidade [#]	Referência	Preço por Unidade [€]	TOTAL [€]
Interligação	18	Itron SL7000	345,00	6 210,00

O investimento do projeto é estimado em 537 000€.

Deve ser salientado que caso a UPAC tenha uma potência superior a 1,5 kW o produtor deve pagar uma taxa. Tendo em conta que se trata de um projeto com uma potência de 360,1 kW, cuja representatividade não excede os 3% da potência instalada no SEN, e cuja instalação está ligada à RESP, tem de ser paga uma compensação mensal apurada pelo operador da rede de distribuição e faturada pelo CUR, definida pela seguinte expressão [1]:

$$C_{UPAC} = P_{UPAC} \times V_{CIEG} \times K_t \quad (5.12)$$

traduzida para o projeto em

$$C_{UPAC_{mensal}} = 360,1 \times 4,82 \times 0,3 = 520,7 \text{ €}$$

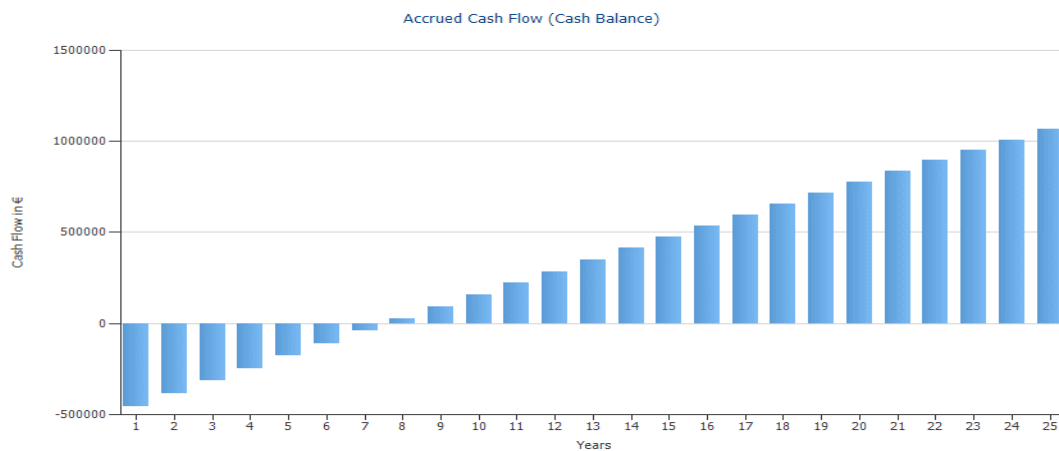


Figura 5.2: Apresentação dos cash-flows do projeto.

A análise das diferenças entre as entradas e saídas de dinheiro do projeto ao longo do seu tempo de vida útil é apresentada na figura 5.2, sendo apresentado no ANEXO G os *cash-flows* ao longo dos 25 anos.

Deve ser salientado que o programa PVSOL 2016 não considera o valor da taxa de atualização. O valor da taxa de atualização considerado para calcular os índices financeiros do VAL, da TIR e do ROI foi de 6%, dado que se trata de um projeto com uma capacidade extremamente forte para cumprir os compromissos financeiros.

De acordo com (5.4), (5.5) e (5.8) a tabela 5.7 apresenta os valores dos índices financeiros referidos anteriormente.

Tabela 5.7: Índices financeiros do projeto

Índices financeiros	
VAL	1 843 238,14 €
TIR	11%
ROI	2,35
ROA	11,55%

6. Conclusões

Os centros políticos e as pessoas exercem uma grande importância na construção de um futuro energético mais limpo e sustentável, através das suas escolhas, medidas e desenvolvimentos na área energética, dado que, o aumento dos ganhos de eficiência energética conduzem a um aumento do fluxo contínuo de energia e consequentemente a uma maior poupança energética.

Portugal atravessa uma situação de contenção de custos, concludentemente é exigido à Força Aérea que cumpra a missão com menos recursos. A realização desta dissertação visa atuar em dois pontos: reduzir os gastos com o consumo anual de energia elétrica (possibilitando o uso dos recursos poupados noutras áreas) e utilizar uma fonte de energia sustentável que permita reduzir os impactos ambientais.

Este trabalho visou a implementação e estudo de uma fonte de energia renovável no CT de Alcochete. Neste caso considerou-se a energia solar fotovoltaica, dado que há condições geográficas propícias à instalação dos painéis fotovoltaicos, são um ativo que tem um tempo de vida útil significativo (25 anos), que permite a recuperação do investimento inicial, e para além disso têm uma instalação acessível e com custos de operação e manutenção baixos.

O dimensionamento do projeto fotovoltaico teve em consideração que os sete locais da instalação estavam próximos dos respetivos PTs para que as quedas de tensão e perdas não fossem significativas. O sistema planeado teve em conta os edifícios e os objetos próximos da área de instalação, devido às sombras ou superfícies reflexivas (que afetam diretamente a eficiência do sistema fotovoltaico).

Cada área vai estar diretamente ligada a um QGBT do PT correspondente, sendo que, em caso de haver um excesso de produção de energia, esta vai ser distribuída na rede interna de consumo ou pode vir a ser vendida à RESP.

Após analisadas as condições geográficas da região concluiu-se que o ângulo ideal para a zona do CT de Alcochete é de 35° podendo haver uma maximização da energia produzida alterando para 50° a inclinação nos meses de Inverno e para 20° a inclinação nos meses de Verão (situação que pode ser aproveitada tendo em conta a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos).

A escolha dos módulos foi feita essencialmente tendo em consideração o aspeto financeiro, dado que a maior fatia do orçamento corresponde ao custo dos módulos fotovoltaicos. O número de módulos a serem instalados dependeu da área disponível e das necessidades energéticas do CT de Alcochete, ou seja, concluiu-se que os 1 385 módulos (correspondente a uma potência instalada de 360,1 kWp) conseguiriam fornecer em mais de 70% as necessidades energéticas do CT de Alcochete.

O facto de se ter dimensionado o sistema tendo em conta que cada inversor não funciona por longos períodos com potências acima da nominal nem por longos períodos abaixo da potência nominal, permite manter elevados níveis de eficiência do inversor e consequentemente retirar maiores proveitos económicos.

Deve ser salientado que o dimensionamento dos cabos obedeceu aos seguintes critérios: cumprimento dos limites da tensão nominal e corrente máxima admissível no cabo, e a minimização das quedas de tensão nos cabos. Os dispositivos de proteção foram determinados pelo programa PVSOL 2016.

Adicionalmente aos componentes do sistema fotovoltaico foram considerados 180 765€ para despesas com a modelação de terreno, obras nos diferentes PTs e na instalação do sistema.

A análise da viabilidade económica efetuada ao investimento total de 526 000€ permitiu determinar a exequibilidade do projeto pela determinação dos seguintes indicadores financeiros: VAL, TIR, *payback period*,

ROA e ROI. A taxa de atualização escolhida foi de 6%, dado que se trata de um projeto com uma capacidade extremamente forte de cumprir os compromissos financeiros (uma taxa de atualização de 3% também poderia ter sido utilizada, mas optou-se por um valor mais conservador). O projeto apresentou um VAL de 1 843 238,14 €, sendo sinónimo de viabilidade económica, dado que, o projeto cobriu o investimento inicial, o valor mínimo pretendido pelo investidor e ainda gerou lucro; uma TIR de 11%, indicando uma rentabilidade do projeto elevada; um *payback period* de 7,8 anos; um ROA de 11,55%, indicando que os ativos do projeto são utilizados convenientemente para gerar resultados e um ROI de 2,35 demonstrando que por cada unidade investida há mais do que uma unidade de retorno.

O projeto de implementação de um sistema fotovoltaico (através da análise de indicadores financeiros) é viável, sendo por isso aconselhável o uso de uma energia renovável, a energia solar fotovoltaica, no CT de Alcochete.

Concluindo, é de realçar que esta dissertação permitiu demonstrar que se deve aproveitar os recursos energéticos renováveis, tendo em conta que o CT de Alcochete tem as condições necessárias para a implementação de um sistema fotovoltaico fiável e viável. Desta forma é necessário que se atue nas diversas U/O/S da Força Aérea de forma a reduzir os encargos energéticos. A redução dos encargos energéticos levará a uma maior economia e distribuição dos recursos para áreas com maiores necessidades de tesouraria. O projeto contribuiu para melhorar o conhecimento do solar fotovoltaico e para investigar as etapas de dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico de forma a conduzir a um futuro mais sustentável e autónomo, a uma Força Aérea mais “verde” e que consegue rentabilizar os seus recursos.

7. Recomendações

A presente dissertação permitiu estudar a viabilidade económica de um sistema energético renovável. O uso de fontes de energia renováveis deve ser conciliado com o uso de outras medidas e ações de forma a contribuir para a minimização dos encargos financeiros e redução dos impactos ambientais.

As principais recomendações a considerar são as seguintes:

- Medidas de eficiência energética [42]
 - Edifícios: atuando na categoria do *design* e da eficiência. O *design* vai englobar futuras alterações ao nível da forma e orientação do edifício, maximização da utilização da iluminação natural (instalação de janelas e claraboias) e, melhoria no isolamento (paredes e telhado). As medidas de eficiência relacionam-se com a melhoria dos sistemas de refrigeração e aquecimento, instalação de sensores de movimento em locais onde não é necessária iluminação permanente, instalação de lâmpadas economizadoras de energia.
 - Equipamentos utilizados: instalação de VEV's (variadores eletrónicos de velocidade) nos motores dos ventiladores de exaustão de modo a facilitar o controlo operacional (potencial de poupança de energia entre 20 a 40%); substituição de equipamentos avariados ou em fim de vida por equipamentos de alta eficiência e substituição de equipamentos sobredimensionados por outros com menores consumos específicos e ajustados à necessidade do sistema.
 - Padrões de consumo: através da comparação de consumos, custos e resultados de instalações com um perfil semelhante; motivação e sensibilização dos utilizadores para a redução racional dos recursos.
- Criação de uma secção de gestão de energia: à semelhança de muitos países europeus com instituições específicas para a eficiência energética (agências de energia). Essa secção teria o objetivo de monitorizar e avaliar o consumo energético e criar ações de forma a reduzir o consumo final de energia.
- Implementação de um estudo para a Força Aérea, em que se avaliasse a viabilidade de sistemas de energias renováveis em outras U/O/S.
 - Atribuição de créditos para implementação de projetos de implementação de sistemas de energias renováveis ou projetos de eficiência energética.

Seria apropriado, caso haja condições para o projeto ser desenvolvido, o aconselhamento junto do gabinete jurídico da Força Aérea (de forma a evitar constrangimentos jurídicos e assuntos burocráticos relacionados com o regime de autoconsumo) e da Direção de Finanças da Força Aérea (DFFA) (de forma a estabelecer métodos e normas de gestão financeira mais rigorosos).

[Página intencionalmente em branco]

Bibliografia

- [1] Pinto, F. (20/11/2015). Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída. Obtido em Fevereiro de 2016, de Ordemengenheiros: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf
- [2] BP. (2015). BP Statistical Review Of World Energy June 2015. Obtido em Março de 2016.
- [3] Agência Portuguesa do Ambiente. (S/Data). Protocolo de Quioto. Obtido em Março de 2016, de Políticas: <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=119&sub3ref=500>
- [4] United Nations Framework Convention on Climate Change. (S/Data). The Paris Agreement. Obtido em Março de 2016, de United Nations Framework Convention on Climate Change: http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php
- [5] Martins, G. (2015). World energy supply and demand, policy drivers, the global role of energy efficiency. Slides aulas DSEA.
- [6] DGEG. (Dezembro 2015). Estatísticas rápidas - nº134.
- [7] DGEG. (Fevereiro de 2016). Energia em Portugal.
- [8] Fernandes, A., Guerra, M., Ribeiro, R., & Rodrigues, S. (2015). Relatório do Estado do Ambiente 2015. Agência Portuguesa do Ambiente.
- [9] Castro, R. (2014). Photovoltaic Energy. Slides aulas ERPD.
- [10] Castro, R. (2011). Uma Introdução às Energias Renováveis: Éolica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. IST Press.
- [11] Association, E. P., & Greenpeace, I. (2011). Solar Generation: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World.
- [12] GREENPRO. (2004). Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação.
- [13] Solargis. (2016). iMaps. Obtido em Março de 2016, de Solargis: <http://solargis.info/imaps/#c=45.79817,33.354492>
- [14] Cardoso, F. (11 de Março de 2015). Indústria nacional espera estabilização nos 55 mil m2. Obtido em Março de 2016, de Apisolar: <http://www.apisolar.pt/pt/noticias/solar-termico-noticias/680-industria-nacional-espera-estabilizacao-nos-55-mil-m2>
- [15] Mendes, L. F. (2015). Solar Energy. Slides das aulas de Energia Solar Fotovoltaica. Obtido em Abril de 2016
- [16] Movimento Anual do Sol e as Estações do Ano. (Março de 2012). Obtido em Abril de 2016, de Astronomia e Astrofísica: <http://astro.if.ufrgs.br/tempo/mas.htm>
- [17] Wikipedia. (S/Data). Photoelectric effect. Obtido em Abril de 2016, de Wikipedia: https://en.wikipedia.org/wiki/Photoelectric_effect
- [18] Honsberg, C., & Bowden, S. (S/Data). Semiconductor Materials. Obtido em Abril de 2016, de Pveducation: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/semiconductor-materials>
- [19] Honsberg, C., & Bowden, S. (S/Data). Collection Probability. Obtido em Abril de 2016, de PVEducation: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/collection-probability>
- [20] Honsberg, C., & Bowden, S. (S/Data). Quantum Efficiency. Obtido em Abril de 2016, de PVEducation: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/quantum-efficiency>

- [21] Honsberg, C., & Bowden, S. (S/Data). Spectral Response. Obtido em Abril de 2016, de PVEducation: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/spectral-response>
- [22] Honsberg, C., & Bowden, S. (S/Data). Fill Factor. Obtido em Abril de 2016, de PVEducation: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/fill-factor-0>
- [23] Ferreira, R. (11/07/2008). Curvas de Funcionamento. Obtido em Maio de 2016, de Páginas FEUP: http://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html
- [24] R. J. C. Lopes, "Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos", Master's Thesis, ISEL, Lisboa, Dezembro 2013.
- [25] CRESESEB. (11 de 6 de 2008). Módulos Fotovoltaicos. Obtido em Maio de 2016, de CRESESEB: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=331
- [26] Lopes, R. J. (Dezembro de 2013). Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos. Master's Thesis, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Obtido em Junho de 2016
- [27] European Commission, Joint Research Centre. (S/Data). Interactive maps - Europe. Obtido em Maio de 2016, de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
- [28] PVsyst. (Abril de 2012). How to define the "Module Quality Loss" parameter? Obtido em Junho de 2016, de PVsyst's forum: <http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=29&t=46>
- [29] Wurster, T. S., & Schubert, M. B. (10 de Maio de 2014). Solar Energy. Mismatch loss in photovoltaic systems. Obtido em Julho de 2016, de http://ac.els-cdn.com/S0038092X14001996/1-s2.0-S0038092X14001996-main.pdf?_tid=b3136706-aa8e-11e6-80ac-00000aacb362&acdnat=1479144234_21c9154edbd96b70276581f51ab04771
- [30] Oliveira, T. C. (10 de Dezembro de 2010). Certificação Ambiental e Florestal do Campo de Tiro. Obtido em Agosto de 2016, de SlideShare: <http://pt.slideshare.net/ambienteFAP/certificacao-ambiental-e-florestal-do-campo-de-tiro-6211463>
- [31] SunEarthTools. (S/Data). Sun Position. Obtido em Setembro de 2016, de SunEarthTools: http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=pt
- [32] As-Iberica. (S/Data). Módulos - BenQ. Obtido em Setembro de 2016, de As-Iberica: <https://drive.google.com/file/d/0B4OZKfVwRfcUcXA0Tm5NSHdUTk0/view>
- [33] As-Iberica. (S/Data). Inversores - SMA. Obtido em Setembro de 2016, de As-Iberica: <http://as-iberica.com/pt/produktos/inversorespt/sma>
- [34] DGGE. (2006). RTIEBT - Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão. CERTIEL.
- [35] Grupo Cabelte. (S/Data). Tabela de preços. Obtido em Outubro de 2016, de Grupo Cabelte: <http://svrweb.cabelte.pt/pt-pt/>
- [36] Riggs, J., Bedworth, D., & Randhawa, S. (1996). Engineering Economics. New York: McGraw-Hill.
- [37] Nunes, P. (Dezembro de 2015). Cash-flow. Obtido em Outubro de 2016, de Knowow: <http://knowow.net/cienceconempr/gestao/cash-flow/>
- [38] Nunes, P. (Maio de 2016). Prazo de Recuperação do Investimento (PRI). Obtido em Outubro de 2016, de Knowow: <http://knowow.net/cienceconempr/gestao/prazo-recuperacao-investimento-pri/>
- [39] Amaral, M. (2015). Engineering Economics. Slides de Engenharia Económica. Obtido em Outubro de 2016

- [40] Iziwalker. (S/Data). Estruturas fotovoltaicas. Obtido em Outubro de 2016, de Iziwalker: <http://www.iziwalker.pt/estruturas-fotovoltaicas>.
- [41] R. A. I. Soares, "Estudo da incorporação de energias renováveis nos Campi do IST: Alameda e TagusPark", Master's thesis, IST, Lisboa, Março 2015.
- [42] J. M. C. Estrela, "Implementação de técnicas de Eficiência Energética numa Unidade da Força Aérea", Master's thesis, AFA, Sintra, Dezembro 2015.
- [43] R. N. Freire, "Análise de viabilidade de Projectos de minigeração Fotovoltaica", Master's Thesis, FEUP, Porto, Junho 2011.
- [44] Pinho, J., & Galdino, M. (2014). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro. Obtido em Maio de 2016
- [45] J. M. M. Albano, "Dimensionamento Energético de uma Estação de Telecomunicações", Master's Thesis, IST, Lisboa, Dezembro 2009.
- [46] Furse. (S/Data). Guide to BS EN/IEC 62305. Obtido em Novembro de 2016, de http://www-public.tnb.com/eel/docs/furse/BS_EN_IEC_62305_standard_series.pdf
- [47] OLIVEIRA, L., "Qualidade da Energia Eléctricas: Perturbações e Soluções Reparadoras", Jornadas Técnicas de Eletrotécnia, Universidade do Algarve, 2012, <https://ise.ualg.pt/home/sites/default/files/ise/Electrica/qe2012.pdf>
- [48] EDP Distribuição. (Outubro de 2015). Manual de Ligações à rede eléctrica de serviço público. Guia técnico e logístico de boas práticas. Obtido em Novembro de 2016: http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/EDP%20Documents/EDP%20Distribui%C3%A7%C3%A3o_Manual_Liga%C3%A7%C3%B5es_2015.pdf
- [49] QEnergia. (2009). Catálogo Ioniflash. Sistemas de Protecção contra Descargas Atmosféricas. Obtido em Novembro de 2016: <http://www.projectista.pt/wp-content/uploads/2011/12/Cat%C3%A1logo%20Ioniflash.pdf>
- [50] DGEG, Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64. (Março de 2015). Esquemas tipo de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) com tecnologia Solar Fotovoltaica. Obtido em Novembro de 2016, de <http://www.futursolutions.pt/docs/RegrasTecnicasUPACUPP.pdf>

[Página intencionalmente em branco]

ANEXO A

Tabela A1: Processo de licenciamento para UPP e UPAC

	Isenção de controlo prévio	Mera Comunicação	Registo prévio	Certificado de Exploração	Licença de Produção	Licença de Exploração
UPP			X	X		
UPAC $P_{inst} \leq 200W$	X					
UPAC $200W < P_{inst} \leq 1,5kW$, ligado à RESP		X				
UPAC $P_{inst} \leq 1,5kW$ quando o produtor pretende fornecer energia não consumida à RESP			X	X		
UPAC $1,5kW < P_{inst} \leq 1MW$, ligado à RESP			X	X		
UPAC $P_{inst} > 1MW$					X	X
UPAC sem ligação à RESP		X				

[Página intencionalmente em branco]

ANEXO B

A proteção contra descargas atmosféricas é bastante importante para evitar situações em que há um risco elevado para as pessoas, edifícios, equipamentos elétricos e no caso do projeto para o sistema fotovoltaico. As descargas atmosféricas ocorrem quando há uma diferença de potencial entre as nuvens e a terra, originada pela acumulação de cargas elétricas na atmosfera.

A primeira fase da avaliação de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas é a avaliação do risco a que a estrutura a proteger está sujeita. A tabela seguinte ilustra o tipo de riscos:

Tabela B1: Avaliação de riscos [46]

Risco	Descrição
R_1	Risco de perda de vida humana
R_2	Risco de perda de serviço ao público
R_3	Risco de perda de património cultural
R_4	Risco de perda de valor económico

De forma a quantificar corretamente o nível de proteção devem ser analisados os seguintes aspetos: localização geográfica, a dimensão da estrutura, o índice cerâmico da zona (número de dias de trovoadas numa determinada região por ano), riscos associados e tipos de equipamento (alguns destes aspetos são subjetivos ficando à consideração do projetista) [49]. As normas EN 62305-2 e NP 4426 permitem estabelecer um carácter mais objetivo aos níveis da proteção reunidos na seguinte tabela:

Tabela B2: Nível de proteção [46]

Nível	Risco de Impacto	Nível de eficiência
I	Muito elevado	98%
II	Elevado	95%
III	Moderado	90%
IV	Reduzido	80%

Uma descarga atmosférica pode induzir efeitos diretos (mecânicos, térmicos) ou indiretos (sobretensões induzidas nas linhas ou no solo). O sistema de proteção contra efeitos diretos de uma descarga atmosférica é feito por um sistema de para-raios. O sistema de proteção contra efeitos indiretos corresponde à instalação de descarregadores de sobretensão e de uma rede de terra adequada [49].

Para-raios

O sistema de proteção direta constituído por um sistema de para-raios conduz a descarga elétrica até à terra através de um local preferencial para a passagem da descarga atmosférica, ou seja, oferecem um caminho seguro com pouca resistividade que permite que a descarga seja conduzida até solo. Um sistema de para-raios é constituído por três componentes: sistema de captação (cuja função é captar a descarga, fazendo com que esta não atinja a estrutura a proteger), sistema de descidas (cuja função é conduzir a

corrente de descarga para a terra) e sistema de ligação à terra (cuja função é escoar a corrente da descarga no solo).

A DGEG seguindo as diretivas da norma europeia ENV 61024-1 fornece um “Guia Técnico de Para-Raios”.

Na disciplina de Alta Tensão (AT) abordou-se o princípio de funcionamento dos para-raios ionizantes. Numa descarga atmosférica o traçador descendente propaga-se na direção do solo, transportando cargas elétricas que vão alterar o campo elétrico, aumentando-o. De acordo com o modelo eletromagnético o para-raios deverá entrar em contacto com a esfera (de raio D) produzida pelo traçador descendente, criando um traçador ascendente que cria um caminho por onde se fecha a corrente de descarga (quanto mais cedo o traçador ascendente for criado maior será o raio da esfera de proteção criada pelo para-raios).

A NP 4426 estabelece um raio da esfera de proteção criada pelo para-raios ionizante que é dado por:

$$R_p(h) = \sqrt{2rh - h^2 + \Delta L(2r + \Delta L)} \quad B.1$$

$$\Delta L = v(1m/\mu s)\Delta T(60\mu s) \quad B.2$$

- $R_p(h)$ (m): raio de proteção de uma altura h;
- $r(m)=20m$ para proteção de nível I; $r(m)=30m$ para proteção de nível II; $r(m)=45m$ para proteção de nível III; $r(m)=60m$ para proteção de nível IV;
- $h(m)$: corresponde à altura do para-raios em relação ao ponto mais alto do objeto a proteger.

De acordo com o catálogo da Infocontrol o para-raios ionizante Ioniflash Mach (tempo de avanço à ignição de 135 μs) oferece o seguinte raio de proteção.

Tabela B3: Raio de proteção do Ioniflash Mach [49]

Altura da ponta do para-raios	Raio de proteção do Ioniflash Mach $R_p(m)$			
	h(m)	Nível I	Nível II	Nível III
2	32	34	40	44
3	48	52	59	65
4	65	68	78	86
5	79	86	97	107
6	79	87	97	107
8	79	87	98	108
10	79	88	99	109
20	80	89	102	113
40	77	89	105	118
60	69	85	104	120

Descarregadores de sobretensão

Os descarregadores de sobretensão (DST) têm como função desviar a corrente captada pelos para-raios de forma reduzir os picos de tensão aos terminais dos equipamentos. Estes equipamentos podem ser utilizados no lado AC e DC, tendo em conta que em caso de descarga atmosférica na instalação ou nas redondezas há uma indução elétrica na instalação fotovoltaica percorrendo os cabos até aos recetores, provocando danos na instalação e a interrupção da produção de energia.

Uma proteção contra sobretensões de sistemas fotovoltaicos bem planeada consiste na seguinte instalação:

- DST na entrada DC do inversor;
- DST na saída AC do inversor (ligação à rede)

Os descarregadores de sobretensão podem ser classificados em três tipos: tipo 1, tipo 2 e tipo 3. Em sistemas fotovoltaicos são utilizados DST de tipo 1 (limitação da propagação da onda de 10/350 μ s ao longo do sistema; podem escoar diretamente para a terra descargas atmosféricas, sendo principalmente utilizados em locais com alta incidência de descargas atmosféricas) e tipo 2 (limitação da propagação da onda de 8/20 μ s ao longo do sistema; com correntes nominais de descarga de 1kA por cada kWp) [49].

Rede de Terra

A rede de terra é dos aspetos mais importantes nos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, dado que, uma rede bem dimensionada e projetada permite que haja a dispersão da energia pela terra de forma mais célere. A rede de terra deve ser o primeiro elemento a ser construído de forma a equipotencializar todos os equipamentos e materiais do sistema à rede de terra. O valor da resistência de terra deve satisfazer os requisitos estabelecidos pela lei em vigor.

A rede de terra pode ser por constituída ou por elétrodos de terra ou por chapas de terra (quando não é possível a instalação de elétrodos terra em profundidade).

De acordo com o Artigo 542.2.1 das RTIEBT, os elétrodos de terra devem ser de cobre, aço galvanizado ou aço revestido de cobre e ter a forma de tubos, varetas ou perfilados, chapas, cabos nus ou fitas e anéis.

As chapas de terra são enterradas na horizontal e podem ser de aço galvanizado, aço inox, cobre ou aço cobreado [49].

Existem produtos no mercado cuja função é o melhoramento da resistência de terra.

[Página intencionalmente em branco]

ANEXO C

De forma a assegurar uma qualidade de energia elétrica adequada e respetiva continuidade de serviço, deve-se intervir na área de serviço comercial e na área de serviço técnico. A área de serviço comercial engloba a relação entre o cliente e a empresa que presta o serviço energético. A área de serviço técnico envolve a componente da continuidade de serviço (número e duração das interrupções) e a componente da qualidade da onda de tensão (características da forma de onda da tensão ao nível da frequência, amplitude e harmónicas) [48].

As falhas mais comuns que afetam a qualidade de energia elétrica e a continuidade de serviço devem-se a:

- Cavas de tensão: as cavas de tensão devem-se à diminuição brusca da tensão de alimentação para valores entre os 90% e os 5% do seu valor nominal, sendo restabelecida num curto intervalo de tempo (na ordem dos milissegundos). As causas mais comuns devem-se a manobras na rede ou problemas na instalação. As medidas corretivas das cavas de tensão passam por identificar e registar as perturbações nos equipamentos críticos, reconfiguração dos parâmetros dos equipamentos mais sensíveis e proteção dos aparelhos auxiliares e de comando que controlam os equipamentos sensíveis;
- Distorção harmónica: a distorção harmónica deve-se a cargas não lineares (cuja impedância varia em função da tensão de alimentação) ligadas à rede elétrica que alteram a forma de onda sinusoidal. As medidas corretivas mais usuais na correção da distorção harmónica passam pela instalação de filtros;
- Sobretensões: as sobretensões podem ocorrer devido às descargas atmosféricas, mas também podem ocorrer devido a defeitos ou manobras. As sobretensões podem ser classificadas em sobretensões de baixa frequência (ocorrem à frequência do sistema, 50 Hz) ou sobretensões de alta frequência (ocorrem a frequências superiores à do sistema, mais de 50Hz). Para evitar os picos de tensão provocados pelas sobretensões são utilizados os DST, como referido no anexo II.
- Correção da energia reativa: a energia reativa não produz trabalho, mas é responsável pela criação do fluxo magnético necessário para o funcionamento de determinados equipamentos (transformadores, motores). Como tal, embora seja necessária a sua aplicação deve ser limitada, dado que, não é aproveitada pelas cargas. O excesso de energia reativa faz com que aumentem as perdas nos condutores, as quedas de tensão, conduz à subutilização da capacidade instalada e redução do tempo de vida dos equipamentos. A esse excesso de energia reativa está também associado um consumo de energia que não é aproveitado pelo consumidor.

De forma a avaliar a utilização racional da energia reativa é avaliado o fator de potência, $\cos \varphi$, que resulta do quociente entre a energia ativa e a energia reativa, sendo assim determinado o grau de eficiência do sistema elétrico. Valores unitários ou superiores a 0,94 revelam um sistema elétrico eficiente, enquanto valores inferiores a 0,94 demonstram sistemas elétricos mal aproveitados, com excesso de energia reativa.

A correção do valor da energia reativa pode ser feita através da instalação de baterias de condensadores que armazenam a energia reativa [42].

[Página intencionalmente em branco]

ANEXO D

Ed. DCEG 03/2015

COMISSÃO TÉCNICA DE NORMALIZAÇÃO ELETROTÉCNICA - CTE 64

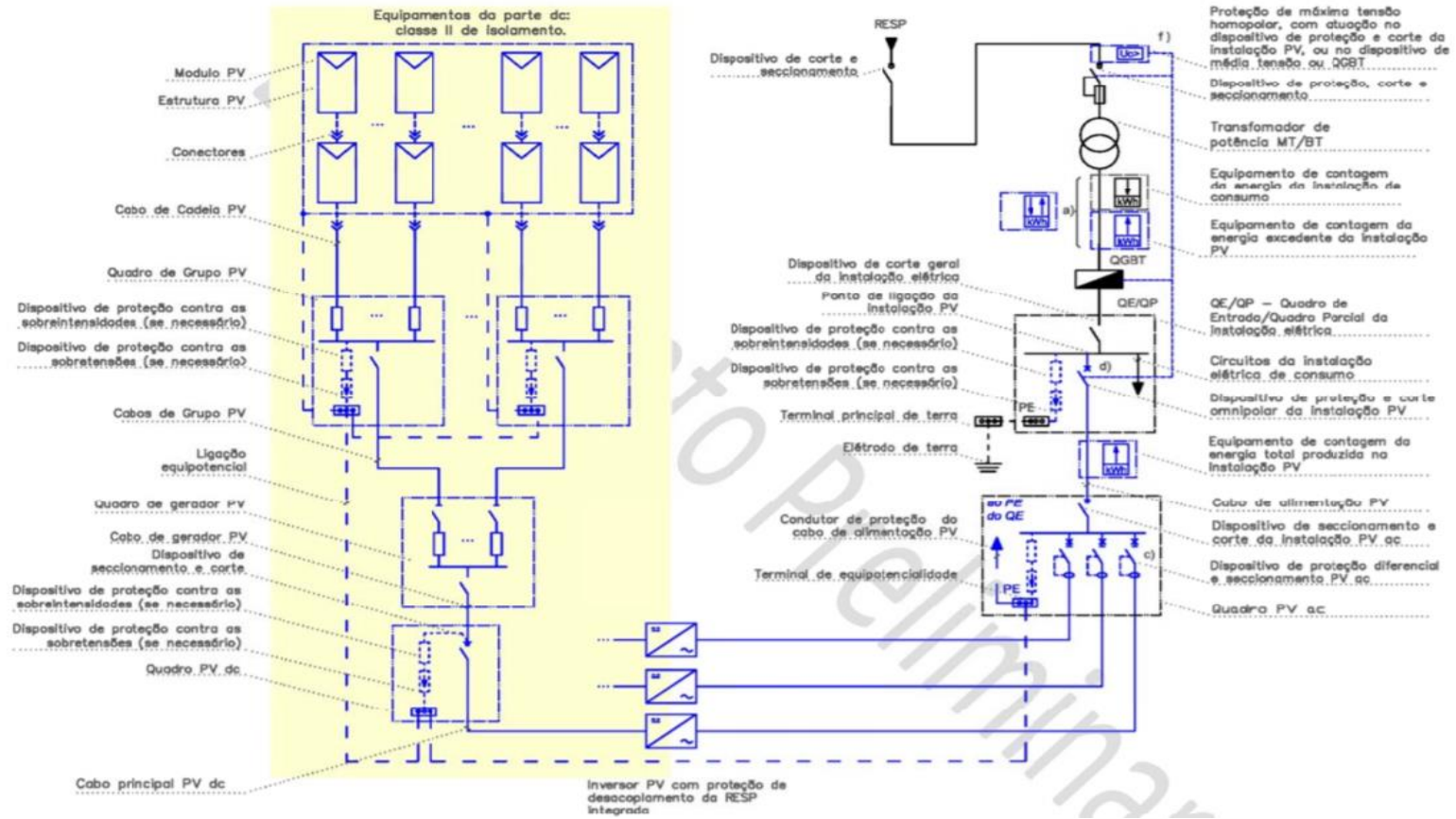


Figura D1: Esquema tipo de uma unidade de produção para autoconsumo (UPAC), com mais de um gerador PV, de potência superior a 1,5 kW, associada a uma instalação elétrica alimentada pela RESP em MT, com contagem em BT [50].

[Página intencionalmente em branco]

ANEXO E

[Página intencionalmente em branco]

ANEXO F

Área 1, PT1

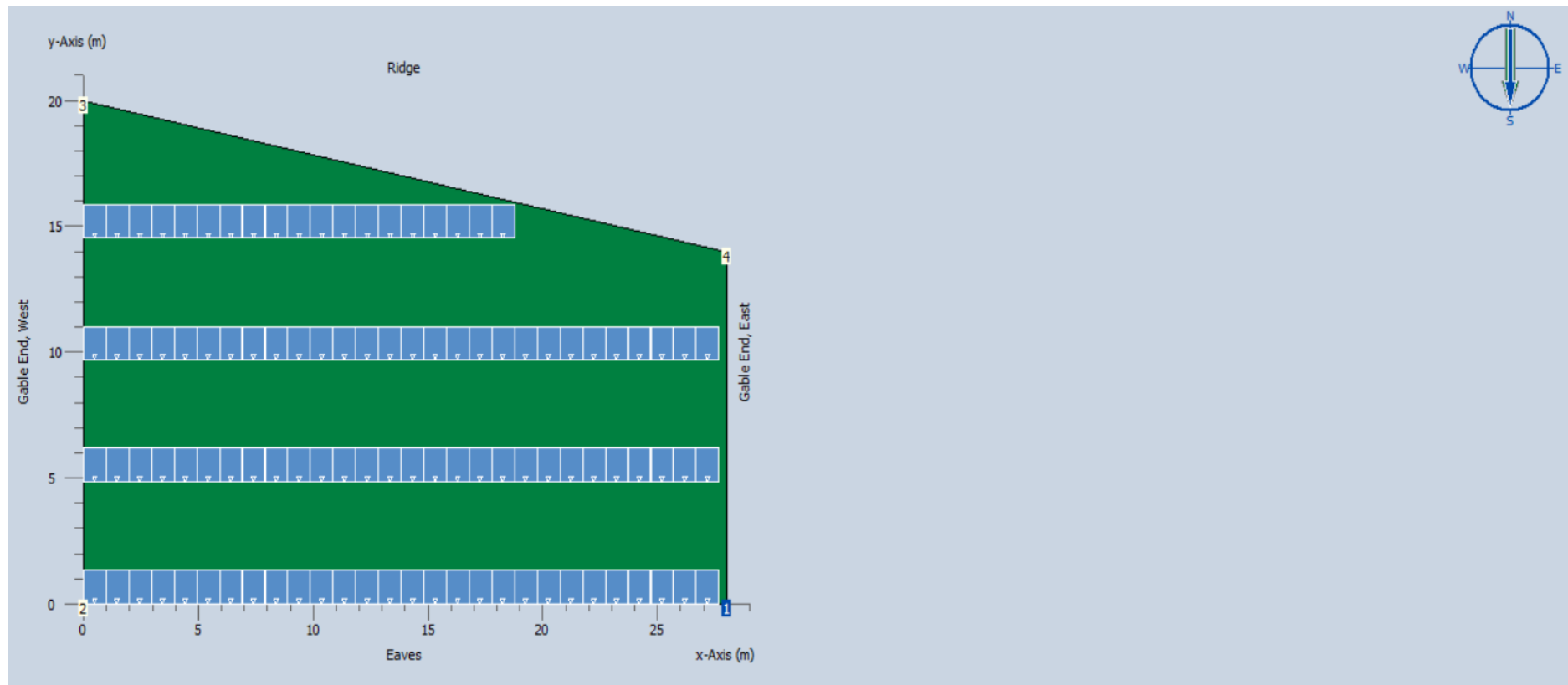


Figura F1: Disposição dos módulos Área 1.

Área 2, PT2

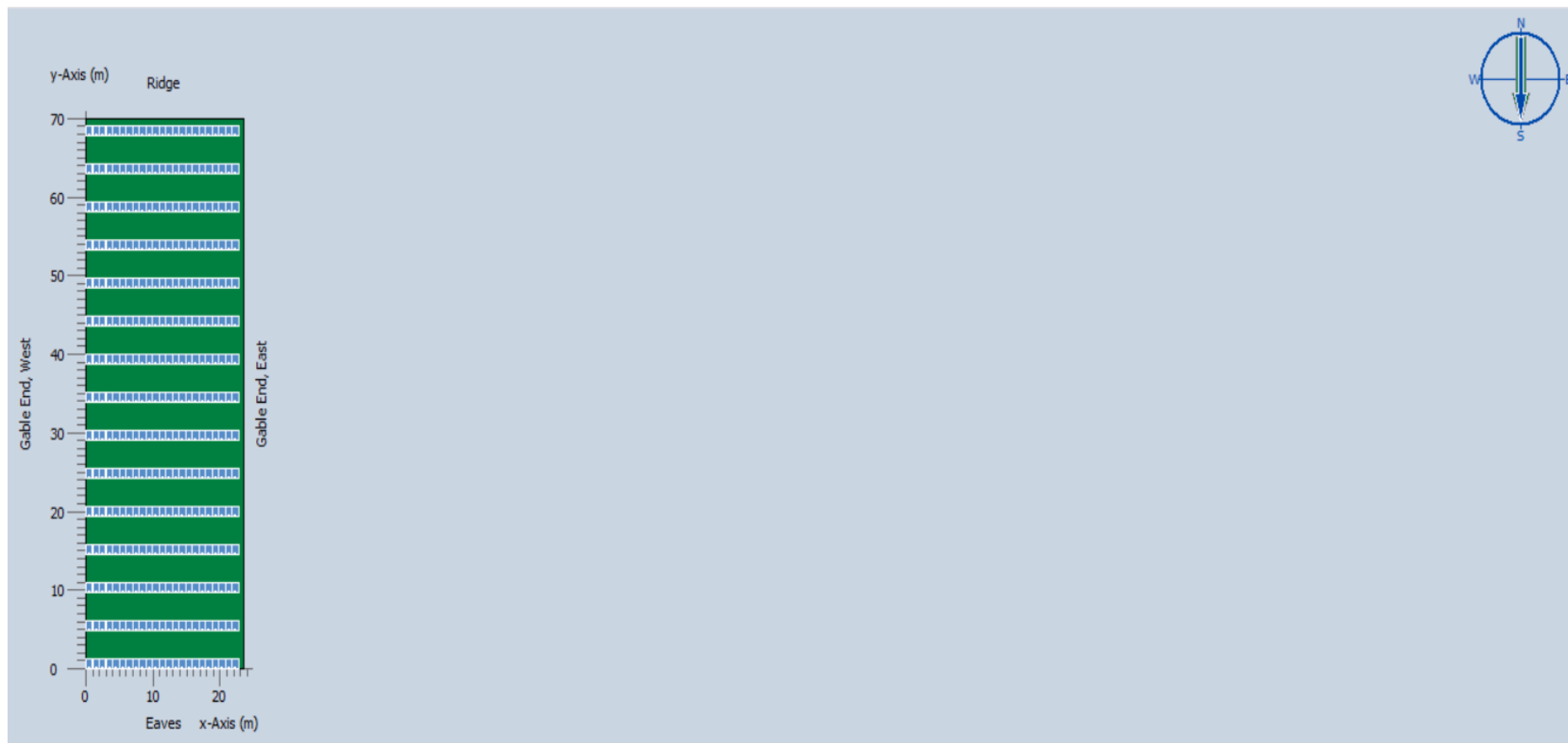


Figura F2: Disposição dos módulos Área 2.

Área 3, PT3

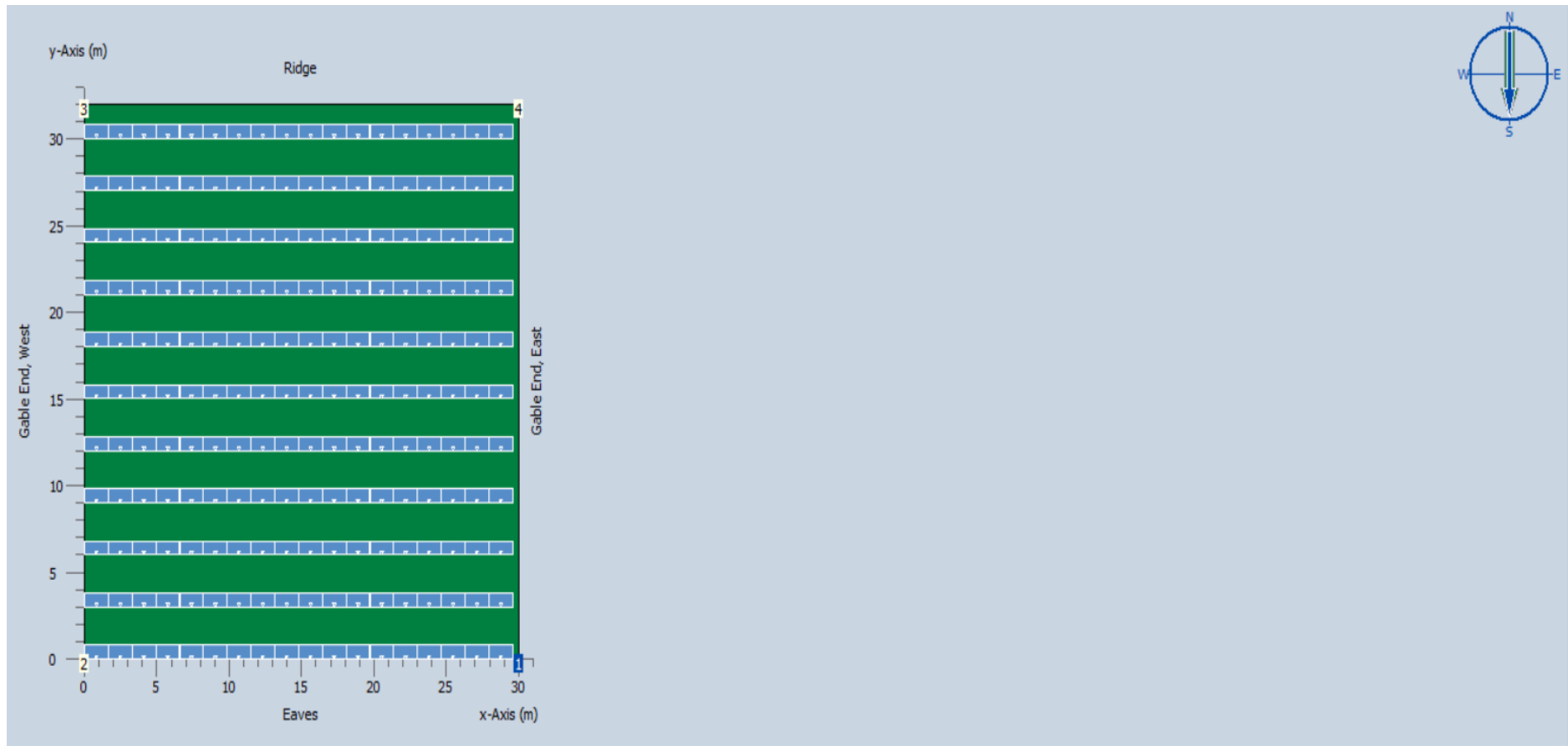


Figura F3: Disposição dos módulos Área 3.

Área 4, PT3

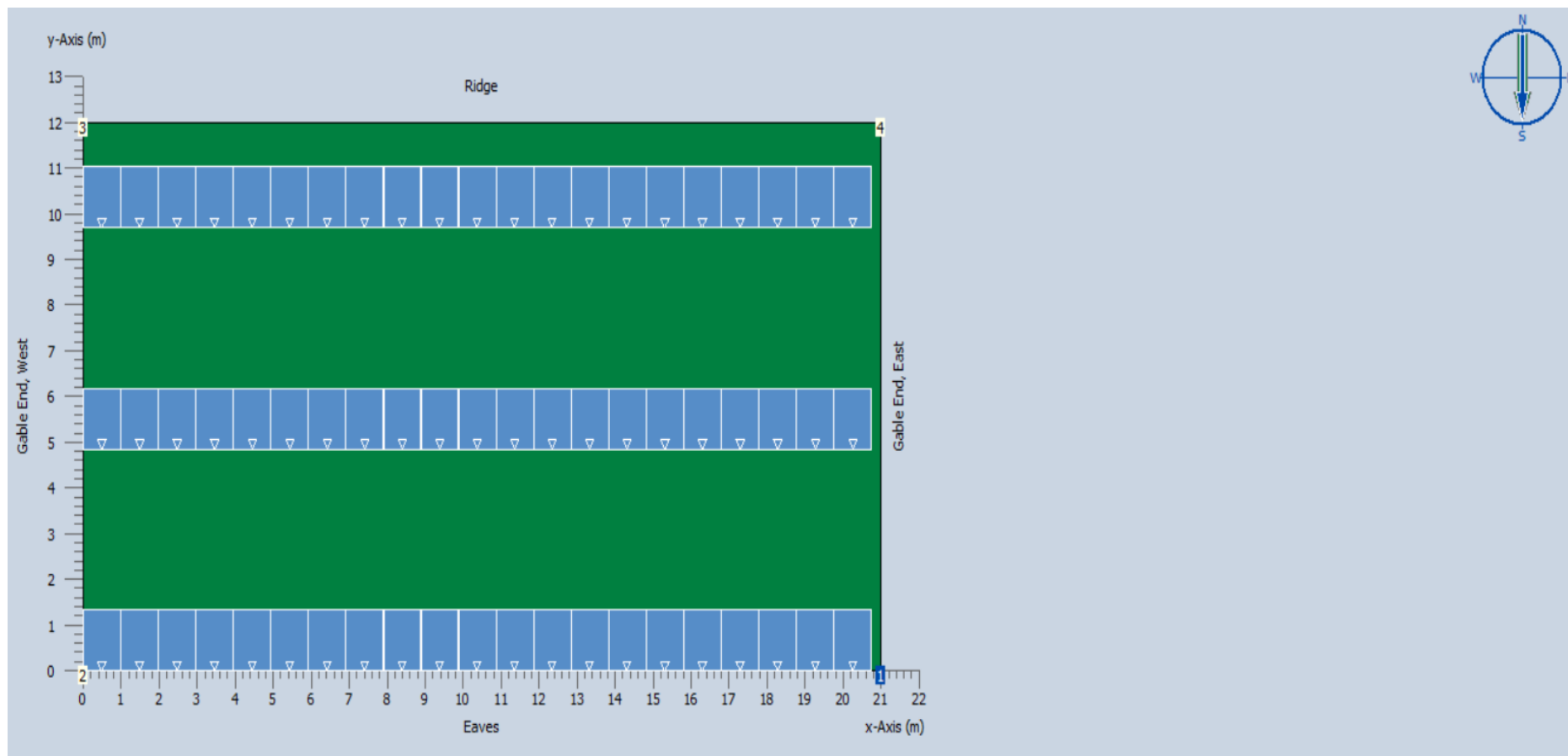


Figura F4: Disposição dos módulos Área 4.

Área 5, PT4

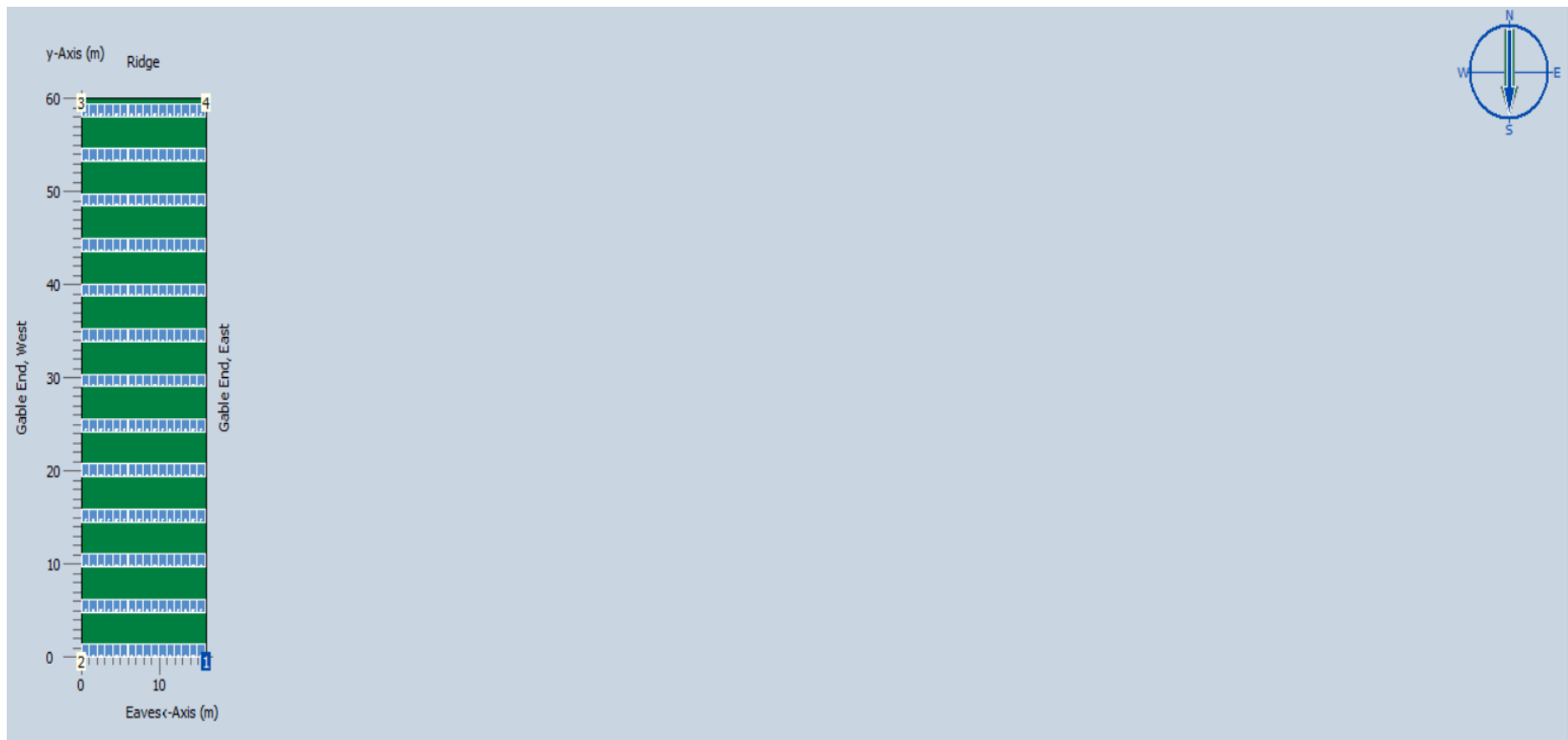


Figura F5: Disposição dos módulos Área 5.

Área 6, PT4



Figura F6: Disposição dos módulos Área 6.

Área 7, PT5

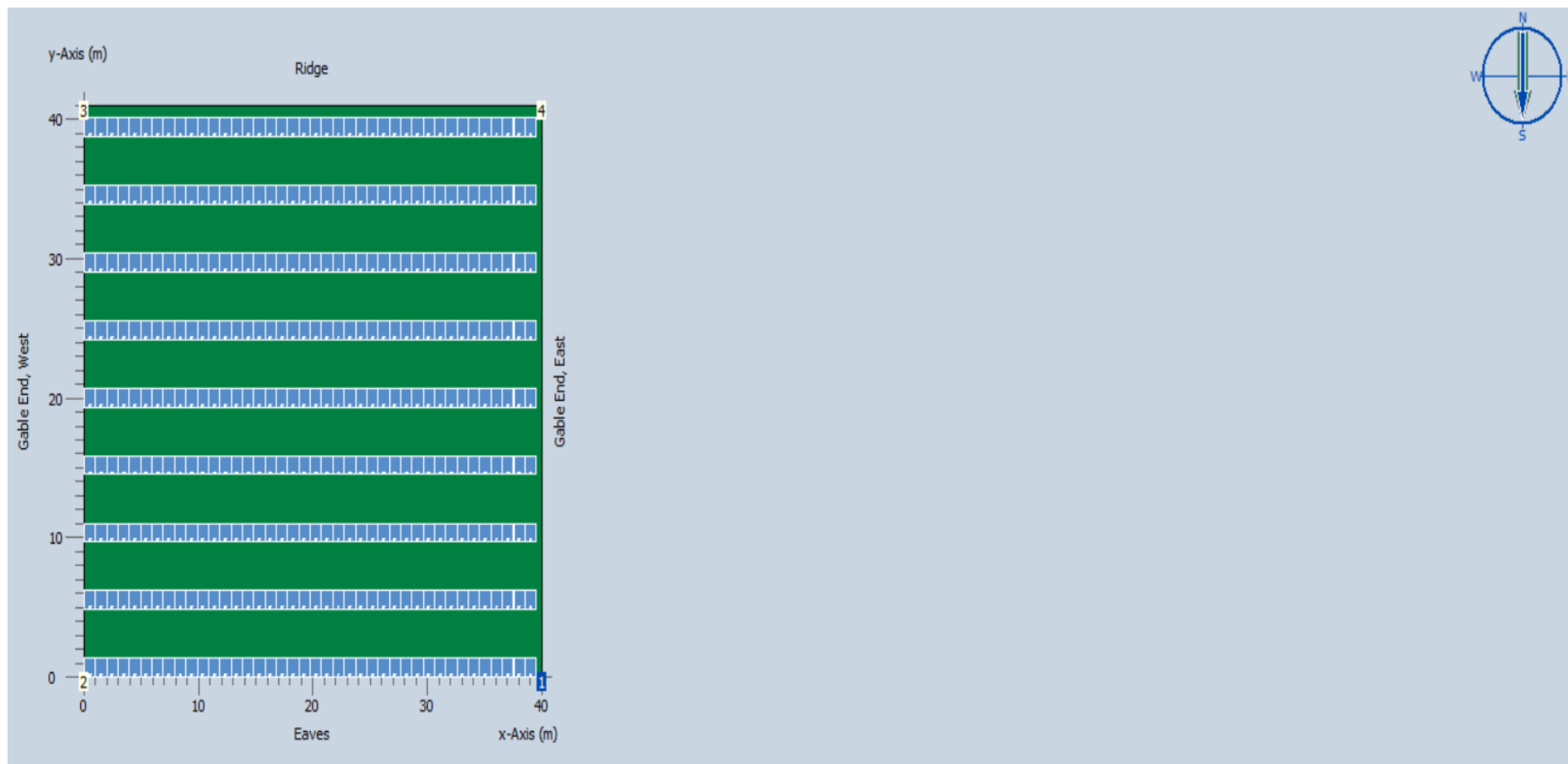


Figura F7: Disposição dos módulos Área 7.

[Página intencionalmente em branco]

ANEXO G

Tabela G1: Cash-Flows do projeto

	year 1	year 2	year 3	year 4	year 5
Investments	-537 000,00 €	-	-	-	-
Other Costs	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €
Feed-in / Export Tariff	77 337,59 €	76 715,97 €	76 094,36 €	75 472,74 €	74 851,12 €
Annual Cash-Flow	-465 912,41 €	70 465,97 €	69 844,36 €	69 222,74 €	68 601,12 €
Accrued Cash-Flow	-465 912,41 €	-395 446,44 €	-325 602,09 €	-256 379,35 €	-187 778,22 €
	year 6	year 7	year 8	year 9	year 10
Investments	-	-	-	-	-
Other Costs	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €
Feed-in / Export Tariff	74 229,51 €	73 607,89 €	72 986,28 €	72 364,66 €	71 743,05 €
Annual Cash-Flow	67 979,51 €	67 357,89 €	66 736,28 €	66 114,66 €	65 493,05 €
Accrued Cash-Flow	-119 798,71 €	-52 440,82 €	14 295,46 €	80 410,12 €	145 903,17 €
	year 11	year 12	year 13	year 14	year 15
Investments	-	-	-	-	-
Other Costs	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €
Feed-in / Export Tariff	71 121,43 €	70 499,82 €	69 878,20 €	69 256,59 €	68 634,97 €
Annual Cash-Flow	64 871,43 €	64 249,82 €	63 628,20 €	63 006,59 €	62 384,97 €
Accrued Cash-Flow	210 774,61 €	275 024,43 €	338 652,63 €	401 659,22 €	464 044,19 €
	year 16	year 17	year 18	year 19	year 20
Investments	-	-	-	-	-
Other Costs	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €
Feed-in / Export Tariff	68 013,36 €	67 391,74 €	66 770,13 €	66 148,51 €	65 526,90 €
Annual Cash Flow	61 763,36 €	61 141,74 €	60 520,13 €	59 898,51 €	59 276,90 €
Accrued Cash Flow	525 807,55 €	586 949,29 €	647 469,42 €	707 367,94 €	766 644,83 €
	year 21	year 22	year 23	year 24	year 25
Investments	-	-	-	-	-
Other Costs	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €	-6 250,00 €
Feed-in / Export Tariff	64 905,28 €	64 283,67 €	63 662,05 €	63 040,44 €	62 418,82 €
Annual Cash-Flow	58 655,28 €	58 033,67 €	57 412,05 €	56 790,44 €	56 168,82 €
Accrued Cash-Flow	825 300,12 €	883 333,78 €	940 745,84 €	997 536,27 €	1 053 705,10 €

