

 M 2015

 **U. PORTO**  
FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA  
UNIVERSIDADE DO PORTO

# **A PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL**

## **ANÁLISE DA LEGISLAÇÃO EM VIGOR E DO CUSTO/BENEFÍCIO**

**PEDRO FILIPE MONTEIRO PEREIRA**

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

A Dissertação intitulada

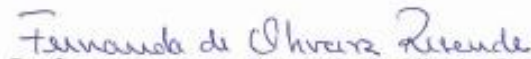
***“A Produção Fotovoltaica em Portugal - Análise da legislação em vigor e do custo/benefício”***

foi aprovada em provas realizadas em 15-07-2015

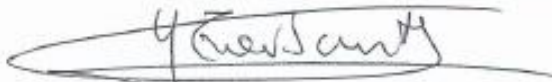
o júri



Presidente **Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura**  
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende**  
Professora Auxiliar da Universidade Lusófona



**Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor - Pedro Filipe Monteiro Pereira**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**A Produção Fotovoltaica em Portugal - Análise  
da legislação em vigor e do custo/benefício**

Pedro Filipe Monteiro Pereira

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. José Eduardo Roque Neves dos Santos  
Coorientador: Eng. Henrique Gilberto de Araújo Sá

Junho de 2015

© Pedro Filipe Monteiro Pereira, 2015

# Resumo

Nos últimos anos, tendo em conta a forte dependência dos combustíveis fósseis e a crescente preocupação com o meio ambiente, a aposta nas energias oriundas de fontes endógenas viveu um crescimento significativo. Uma dessas fontes é a energia proveniente do sol, que atinge o nosso planeta todos os dias.

Nesta dissertação, é feita uma análise da atual legislação relativa à produção Fotovoltaica em Portugal; é, também, desenvolvido um estudo custo/benefício associado a este tipo de aproveitamento energético. No que diz respeito à legislação, o novo paradigma do autoconsumo é posto em evidência, procurando explicar-se todos os pontos importantes deste regime de produção.

São, ainda, analisados diferentes tipos de tecnologias, no sentido de se perceber qual aquela que apresenta melhor relação custo/benefício. Para o efeito, foram projetadas duas instalações distintas: parque fotovoltaico com painéis fixos de silício policristalino e painéis de silício policristalino com seguidores solares.

Na presente dissertação é, também, projetada uma perspetiva futura da produção Fotovoltaica em Portugal, e é apresentada uma aplicação computacional destinada à análise de investimentos em instalações fotovoltaicas.



# Abstract

*In recent years, given the strong dependence of fossil fuels and the growing concern for the environment, the bet in the energy coming from renewable sources showed a significant growth. One of these sources is the energy from the sun, free energy that reaches our planet every day.*

*In this master thesis, will be done an analysis of the current legislation on photovoltaic production in Portugal and a study of the costs / benefits inherent to this type of energy use. With regard to legislation, the new paradigm of self-consumption will be in evidence, seeking to explain all the important points of this production system.*

*Different types of technologies will be analyzed in order to understand what the situation that presents the best relation cost/benefit. To this end, two different situations will be designed: PV Park with fixed panels of polycrystalline silicon and polycrystalline silicon panels with solar trackers.*

*Will still include a future perspective of photovoltaic generation in Portugal and the presentation of a computer application for the investment analysis on photovoltaic installations.*



# Agradecimentos

A realização deste trabalho só foi possível devido à preciosa colaboração de algumas pessoas, pessoas a quem não poderia deixar de prestar aqui o meu sincero agradecimento.

Ao meu orientador, professor doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos, agradecer a sua disponibilidade, prontidão e acima de tudo interesse com que me orientou ao longo deste período.

À Matelfe Instalações Elétricas, S.A, na pessoa do senhor engenheiro Henrique Gilberto de Araújo Sá, que me recebeu com toda a disponibilidade na empresa, proporcionando-me o acesso a ações de formação, reuniões, visitas a obras e tardes de formação na própria empresa, o que me conferiu uma visão diferente sobre a verdadeira essência da engenharia eletrotécnica.

Ao senhor engenheiro Jorge Rei, por todo o apoio, por toda a disponibilidade e preocupação, por todo o tempo gasto na orientação do trabalho e acima de tudo por toda a confiança depositada em mim.

Ao engenheiro Daniel Azevedo, por toda a disponibilidade para o fornecimento de dados e material necessário à realização da tese.

A todo o restante corpo da Matelfe, desde a Doutora Carla Ribeiro, Dona Cristina Teixeira, engenheiro Nelson, engenheiro Bartolo Simões, entre outros, pelo ambiente fantástico que me proporcionaram ao longo deste tempo.

Por último, mas não menos importante, à minha família, responsável por tudo aquilo que sou hoje, à minha namorada, por todo o apoio e compreensão e à doutora Eugénia Cardoso, em parte responsável pela minha ida para a Matelfe.

A todos o meu sincero obrigado.

# Índice

Resumo .....	iv
Abstract.....	vi
Agradecimentos .....	viii
Índice .....	ix
Lista de figuras .....	xiii
Lista de Tabelas.....	xvi
Abreviaturas e Símbolos .....	xvii
Capítulo 1 .....	1
Introdução.....	1
1.1    Objetivos do trabalho.....	1
1.2    Estrutura do trabalho .....	2
1.3    Breve estudo da produção fotovoltaica na Europa e em Portugal .....	2
1.3.1    Potencial Fotovoltaico nos Países Europeus .....	3
1.3.2    Objetivos para 2020 .....	6
1.3.3    Diferentes formas de incentivo à instalação fotovoltaica na Europa.....	7
Capítulo 2 .....	9
Aspetos Legislativos e Normativos .....	9
2.1    Legislação.....	9
2.1.1    Perspetiva histórica da evolução da legislação .....	9
2.1.2    Legislação atual .....	13
2.1.3    Portarias associadas ao novo decreto-lei .....	16
2.2    Tarifário aplicado .....	17
2.2.1    Tarifário das Unidades de Pequena Produção.....	17
2.2.2    Tarifário do Autoconsumo .....	19
2.3    Normas elétricas/Regulamentos a ter em conta .....	24

Capítulo 3 .....	25
Análise custo/benefício de sistemas de produção fotovoltaica .....	25
3.1 Implementação do Sistema em função da potência .....	25
3.1.1 Condições do local de instalação.....	25
3.1.1.1 Área disponível para o parque fotovoltaico .....	25
3.1.1.2 Caracterização do Recurso Solar .....	26
3.1.2 Opção 1 - Painéis de silício policristalino com instalação fixa.....	29
3.1.2.1 Painéis solares a utilizar.....	29
3.1.2.2 Escolha dos inversores .....	30
3.1.2.3 Configuração do Parque Fotovoltaico .....	31
3.1.2.4 Sombreamentos .....	32
3.1.2.5 Dimensões do parque fotovoltaico.....	33
3.1.2.6 Dimensionamento da cablagem DC .....	34
3.1.2.7 Cablagem AC.....	35
3.1.2.8 Dimensionamento de proteções DC.....	36
3.1.2.9 Dimensionamento de proteções AC.....	37
3.1.2.10 Implementação do Sistema no <i>software</i> PVSYST .....	37
3.1.3 Opção 2 - Painéis de silício policristalino com seguidores solares .....	39
3.1.3.1 Constituição de cada seguidor/tracker .....	39
3.1.3.2 Configuração do Sistema .....	40
3.1.3.3 Sombreamentos .....	42
3.1.3.4 Dimensões do parque fotovoltaico.....	42
3.1.3.5 Dimensionamento da cablagem DC .....	43
3.1.3.6 Cablagem AC.....	43
3.1.3.7 Dimensionamento das proteções DC.....	43
3.1.3.8 Dimensionamento das proteções AC.....	44
3.1.3.9 Implementação no <i>software</i> PVSYST .....	44
3.2 Valor do investimento nas suas componentes.....	47
3.2.1 Parque Fotovoltaico com painéis fixos .....	47
3.2.2 Parque fotovoltaico com seguidores solares .....	47

3.3 Análise Económica .....	48
3.3.1 Parque fotovoltaico com painéis fixos .....	48
3.3.2 Parque fotovoltaico com seguidores solares .....	50
3.4 Posto de transformação elevador .....	51
3.5 Dimensionamento do cabo de Média Tensão .....	53
3.6 Conclusões e análise comparativa entre as duas opções .....	53
3.6.1 Área necessária.....	53
3.6.2 Produção anual .....	53
3.6.3 Investimento necessário e o seu retorno .....	54
Capítulo 4 .....	55
Aplicação computacional DimSOLAR .....	55
4.1 Menu geral .....	56
4.2 Parte 1 - Caracterização da instalação .....	57
4.3 Parte 2 - Quantidades .....	57
4.4 Parte 3 - Dados necessários para a análise económica .....	58
4.5 Parte 4 - Produção obtida e análise económica .....	59
4.6 Previsão e Correção de erros.....	61
4.6.1 Potência da UPP menor que 250 kW .....	61
4.6.2 Inversor sobredimensionado .....	62
4.6.3 Energia autoconsumida na UPP .....	63
4.6.4 Preenchimento obrigatório de todos os campos.....	63
Capítulo 5 .....	65
Caraterização de uma Instalação Real .....	65
5.1 Parque Fotovoltaico em Martinlongo, Alcoutim .....	65
5.1.1 Ligação dos inversores ao QGBT.....	66
5.1.2 QGBT de serviços auxiliares.....	67
5.1.3 Esquemas Elétricos Gerais e Aparelhagem MT .....	68
5.1.4 Constituintes do parque fotovoltaico.....	73
Capítulo 6 .....	77
Perspetivas Futuras.....	77

6.1 Armazenamento de Energia .....	77
Capítulo 7 .....	80
Conclusões .....	80
Referências .....	82
Anexo A - Normas, Regulamentos e Guias .....	85
Anexo B - Código VB do DimSOLAR .....	87

# Lista de figuras

Figura 1.1 - Potencial Fotovoltaico - Fonte: PVGIS, 2015 .....	3
Figura 1.2 -Evolução da potência fotovoltaica instalada 2000-2013 - Fonte: EPIA, 2014 .....	4
Figura 1.3 - Potência anual fotovoltaica instalada 2000-2013 - Fonte: EPIA, 2014 .....	5
Figura 1.4 - Potência Fotovoltaica instalada pelos países da EU, 2013 .....	5
Figura 1.5 -NREAPs vs Realidade dos mercados fotovoltaicos na EU 28 - Fonte: EPIA, 2014.6	
Figura 1.6 - Tarifa Feed-in - Fonte: Instituto ideal, 2014 .....	7
Figura 2.1 UPP: Fonte - Donauer Solar Systems, 2014 .....	17
Figura 2.2 - UPAC: Donauer Solar Systems, 2014.....	19
Figura 2.3 Paridade de Rede - Voltimum/APREN, 2015 .....	20
Figura 2.4 Comportamento diário de instalação com autoconsumo - Voltimum, 2014.....	21
Figura 2.5 horários de faturação de energia - EDP, 2015.....	22
Figura 2.6 Tarifas - EDP, 2015 .....	23
Figura 3.1 - Radiação Solar em Portugal Continental, Portal das Energias Renováveis .....	26
Figura 3.2 - Valores do Recurso Solar em Alcoutim, PVGIS.....	27
Figura 3.3 - Diferentes tipos de irradiação, PVGIS.....	28
Figura 3.4 - Altura solar em Dezembro e Junho, PVGIS.....	28
Figura 3.5 - Ficha Técnica do painel (Sunlink PV).....	29
Figura 3.6 - Ficha Técnica do Inversor, ABB .....	30
Figura 3.7 - Configuração do Parque Fotovoltaico .....	32
Figura 3.8 - Distância mínima entre strings .....	33
Figura 3.9 -Caraterísticas cabos DC, TOP CABLE .....	35
Figura 3.10 - Energia incidente, Opção 1 PVSYST .....	37
Figura 3.11 - Produção normalizada, Opção 1 PVSYST .....	38
Figura 3.12 Produção normalizada e fatores de perdas, Opção 1 PVSYST .....	38
Figura 3.13 Performance, Opção 1 PVSYST .....	38
Figura 3.14 - Perdas do Sistema, Opção 1 PVSYST .....	39

Figura 3.15 - Constituição de cada seguidor .....	40
Figura 3.16 - Disposição dos seguidores no parque fotovoltaico .....	42
Figura 3.17 - Energia incidente nos painéis, Opção 2 PVSYST .....	44
Figura 3.18 - Produção normalizada por kilowatt instalado, Opção 2 PVSYST .....	45
Figura 3.19 - Produção normalizada e fatores de perdas, Opção 2 PVSYST .....	45
Figura 3.20 - Performance do Sistema, Opção 2 PVSYST .....	46
Figura 3.21 - Perdas do Sistema, Opção 2 PVSYST .....	46
Figura 3.22 - Comparação Bonificado/Autoconsumo com painéis fixos.....	50
Figura 3.23 - Comparação Bonificado/Autoconsumo com seguidores solares.....	51
Figura 3.24 - Esquema elétrico do MCBA .....	52
Figura 3.25 - Quadro geral de baixa tensão do PT .....	52
Figura 4.1 - Menu geral do programa.....	56
Figura 4.2 - Parte 1 do DimSOLAR .....	57
Figura 4.3 - Parte 2 do DimSOLAR .....	57
Figura 4.4 - Parte 3 do DimSOLAR .....	58
Figura 4.5 - Parte 4 do DimSOLAR .....	59
Figura 4.6 - Gráfico de retorno do investimento, DimSOLAR .....	60
Figura 4.7 - Resumo do sistema, DimSOLAR.....	61
Figura 4.8 - Erro na potência da UPP, DimSOLAR .....	62
Figura 4.9 - Inversor sobredimensionado, DimSOLAR.....	62
Figura 4.10 - Erro na energia autoconsumida no regime de UPP, DimSOLAR .....	63
Figura 4.11 - Preenchimento de campos obrigatórios.....	64
Figura 5.1 - MCBA, Alcoutim 19/05/2015.....	65
Figura 5.2 - Esquema do QGBT .....	66
Figura 5.3 - QGBT, Alcoutim 19/05/2015.....	67
Figura 5.4 - Esquema do QGBT de Serviços auxiliares.....	67
Figura 5.5 - QGBT de serviços auxiliares, Alcoutim 19/05/2015 .....	68
Figura 5.6 - Planta do MCBA .....	68
Figura 5.7 - Esquema elétrico do MCBA.....	69
Figura 5.8 - Celas do monobloco, Alcoutim 19/05/2015.....	70

Figura 5.11 - Terras de serviço e proteção, Alcoutim 19/05/2015 .....	72
Figura 5.12 - Contador Itrón .....	73
Figura 5.13 - Medição nos quatro quadrantes .....	73
Figura 5.14 - Seguidor solar, Alcoutim 19/05/2015.....	74
Figura 5.15 - Inversor DC/AC, Alcoutim 19/05/2015 .....	74
Figura 5.16 - Quadro de cada inversor, Alcoutim 19/05/2015.....	75
Figura 5.17 - Quadro de controlo (esquerda) e quadro parcial (direita), Alcoutim 19/05/2015 .....	75
Figura 5.18 - Parte interior do quadro de controlo e quadro parcial, Alcoutim 19/05/2015 .....	76
Figura 6.1 - Ciclo diário de consumo, TESLAMOTORS 2015 .....	78
Figura 6.2 - Características da POWERWALL, TESLAMOTORS 2015 .....	79

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Tarifas UPP .....	18
Tabela 2.2 - Percentagens por fonte primária utilizada .....	18
Tabela 3.1 - Verificação da condição de sobreaquecimento .....	36
Tabela 3.2 - Características de cada seguidor .....	40
Tabela 3.3 - Mapa de quantidades e preços para Opção 1 .....	47
Tabela 3.4 - Mapa de quantidades e preços Opção 2.....	48
Tabela 3.5 - Análise económica Opção 1 com remuneração da energia a 0.30€/kW .....	49
Tabela 3.6 - Análise económica Opção 1 com remuneração da energia a 0.15€/kW .....	49
Tabela 3.7 - Análise económica Opção 2 com remuneração da energia a 0.30€/kW .....	50
Tabela 3.8 - Análise económica Opção 2 com remuneração da energia a 0.15€/kW .....	51

# Abreviaturas e Símbolos

AC	Alternate Current
APISOLAR	Associação Portuguesa da Indústria Solar
DC	Direct Current
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IEC	International Electrotechnical Commission (em português “Comissão Eletrotécnica Internacional”)
ISO	International Organization for Standardization
MCBA	Monobloco Compacto de Betão Armado
MPP	Maximum Power Point
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
PT	Posto de Transformação
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RPI	Relé de Proteção da Interligação
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção
TI	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potência
TT	Transformador de Tensão
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
UPAC	Unidade de Produção em Autoconsumo
UP	Unidade de Produção
UPP	Unidade de Pequena Produção



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Objetivos do trabalho

O setor fotovoltaico enfrenta uma grande revolução com o surgimento recente de nova legislação relativa ao autoconsumo. Tendo sido atingida a paridade de rede, o que significa ter custo de produção fotovoltaica igual ao custo da energia, o cenário das tarifas bonificadas deixa de fazer sentido e surge o conceito do autoconsumo. O conceito de autoconsumo está associado ao seguinte paradigma: cada consumidor pode produzir a sua própria energia no local, podendo ainda injetar o excedente na rede elétrica.

Todas estas alterações ao nível do setor fotovoltaico, aliadas à necessidade de Portugal atingir as suas metas previstas no NREAP (National Renewable Energy Action Plan) em termos de instalação fotovoltaica, até 2020, levam a crer que haverá um forte investimento, neste setor, nos próximos anos. Assim sendo, um dos grandes objetivos deste trabalho centra-se em fazer um estudo aprofundado da nova legislação, por forma a perceber quais as principais alterações face à legislação anterior, realçando os pontos mais importantes da nova legislação, nomeadamente ao nível de restrições impostas pela mesma.

Para além do estudo da legislação, pretende-se com este trabalho, fazer uma análise custo/benefício relativa à instalação deste tipo de tecnologia; para o efeito socorremo-nos do projeto de um parque fotovoltaico de grandes dimensões, onde será ainda possível comparar as instalações com painéis fixos e as instalações com seguidores solares.

Faz, ainda, parte dos objetivos deste trabalho, a realização de um programa computacional simples, que permitirá aos consumidores de energia que pretendam instalar potência fotovoltaica, a realização de estudos de potência a instalar, percebendo as

quantidades de material necessário, bem como obter uma estimativa da produção anual e do custo associado à instalação.

## **1.2 Estrutura do trabalho**

Este trabalho é constituído por sete capítulos. No primeiro capítulo é realizada a introdução ao trabalho, onde são especificados os objetivos e é feita uma análise acerca da situação fotovoltaica na Europa.

No segundo capítulo é realizada uma análise da legislação e aspetos normativos, tentando-se, de forma intuitiva, explicar os pontos mais importantes.

No terceiro capítulo é realizado o dimensionamento de um parque fotovoltaico, com o objetivo de exemplificar todos os passos inerentes a um dimensionamento deste tipo. É ainda neste capítulo em que é realizada uma análise económica, onde são comparadas diferentes soluções e remunerações da energia.

O quarto capítulo é dedicado à aplicação computacional, batizada de DimSOLAR, que consiste num programa de fácil utilização, idealizado para uma primeira abordagem simplificada de um investimento fotovoltaico.

No quinto capítulo é apresentado um caso de estudo. Trata-se de um parque fotovoltaico de 1 MW de potência instalada, situado em Martinlongo, Alcoutim, Faro.

O sexto capítulo centra-se na projeção das perspetivas futuras deste setor, sendo abordado, nomeadamente, o tema do armazenamento de energia.

O sétimo capítulo é destinado às conclusões e análise de resultados.

## **1.3 Breve estudo da produção fotovoltaica na Europa e em Portugal**

Neste capítulo do trabalho é feito o diagnóstico sobre o panorama atual europeu em termos de produção fotovoltaica. Para isso, importa perceber quais os países com condições mais favoráveis à instalação deste tipo de tecnologia, ou seja, aqueles com maior potencial fotovoltaico. Outro aspeto interessante é verificar se os países com condições solares mais favoráveis são de facto aqueles cuja potência instalada é maior.

Segundo dados da EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*), em 2013, foram instalados em todo o mundo pelo menos 38.4GW de potência fotovoltaica sendo que 11GW foram na Europa. A nível Europeu, este valor desceu relativamente a 2012, visto que haviam sido instalados 17.7GW no ano transato. Foi a primeira vez, desde 2000, que a Europa não liderou em termos de aumento de potência instalada. (EPIA European Photovoltaic Industry Association).

### 1.3.1 Potencial Fotovoltaico nos Países Europeus

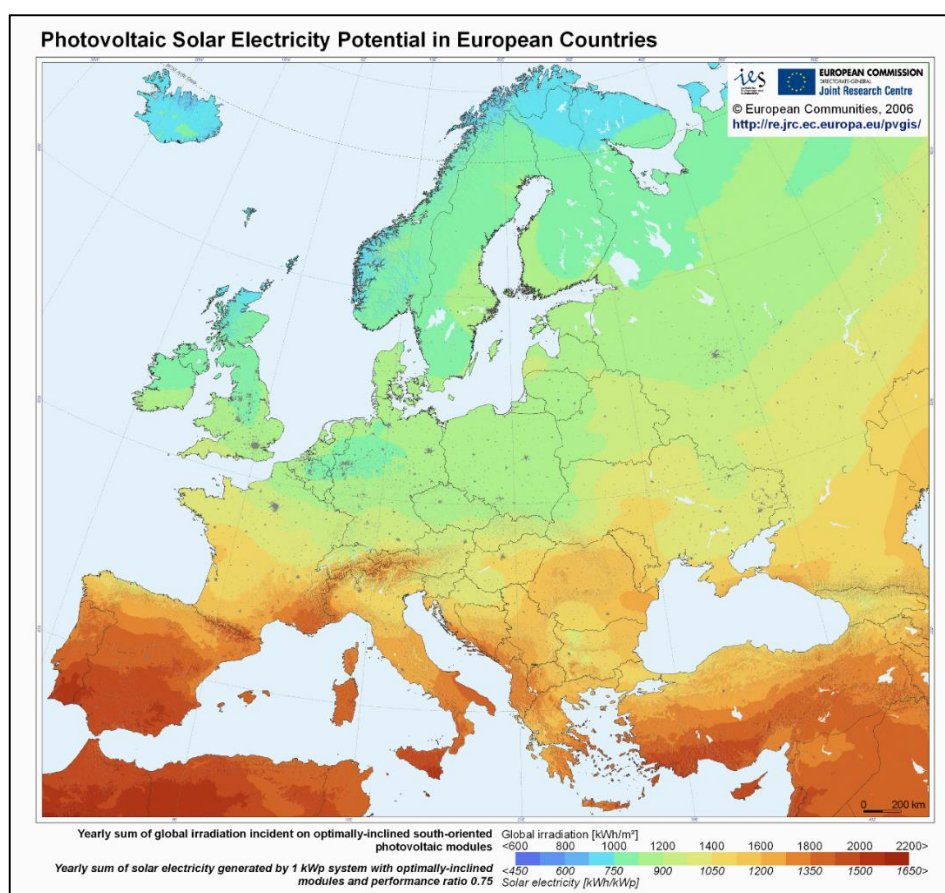


Figura 1.1 - Potencial Fotovoltaico - Fonte: PVGIS, 2015

Os países do sul da Europa apresentam condições muito favoráveis à instalação de produção fotovoltaica (ver figura 1.1).

Portugal, logo a seguir à Grécia e a Espanha, goza do maior potencial de aproveitamento de energia solar da Europa, com mais de 2300 horas/ano de insolação na região norte, e 3000 horas/ano no sul. No entanto, o aproveitamento da energia do sol em Portugal é ainda francamente reduzido, verificando-se que este setor tem estado confinado à sombra, quando comparado com a utilização das fontes eólica e hídrica.

Segundo a DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, em Novembro de 2014, Portugal tinha cerca de 400MW de potência fotovoltaica instalada. A evolução de instalação de produção fotovoltaica, ao longo dos últimos anos, a nível Europeu, está ilustrada na figura 1.2.

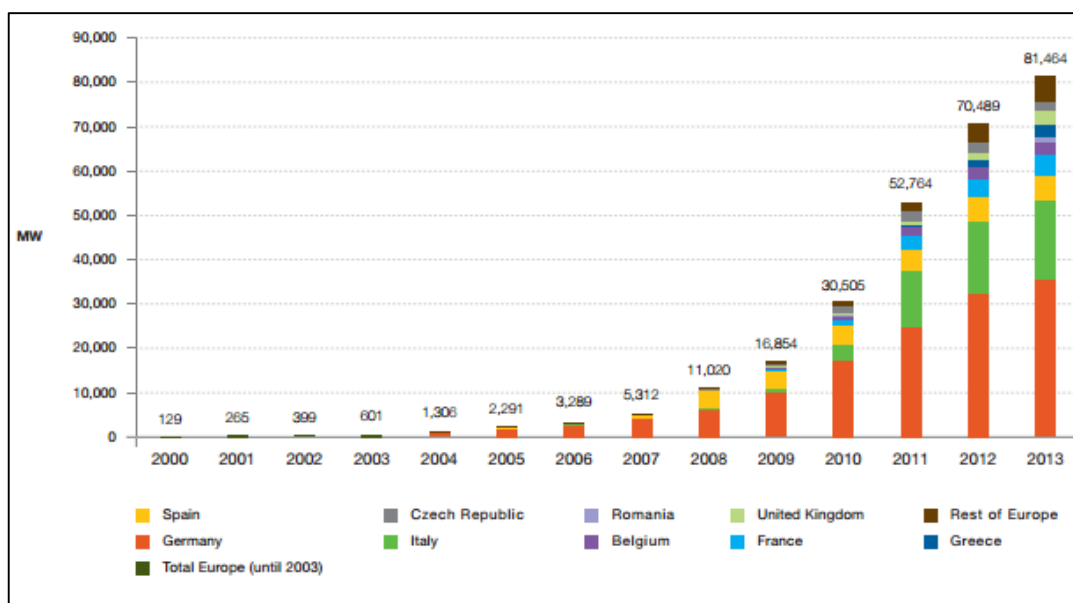


Figura 1.2 -Evolução da potência fotovoltaica instalada 2000-2013 - Fonte: EPIA, 2014

A Alemanha assume-se como líder na potência fotovoltaica instalada, mesmo não sendo um dos países com maior potencial fotovoltaico, visto que as condições de incidência solar não são as melhores quando comparadas, por exemplo, com Portugal ou Espanha. Em segundo lugar surge a Itália, seguida da Espanha e França, com valores significativos de potência instalada. Uma análise atenta da figura 1.3 permite perceber quanto é que cada país evolui, em cada ano, em termos de potência instalada. Na figura 1.4 está presente a potência instalada de cada país, onde se evidenciam os países com maior instalação de produção fotovoltaica.

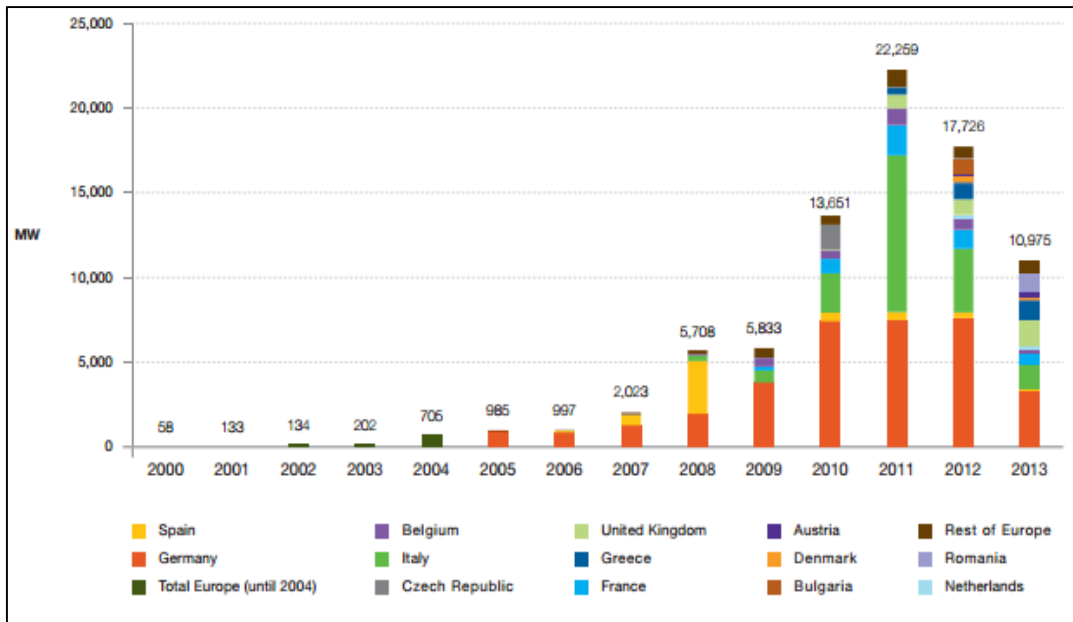


Figura 1.3 - Potência anual fotovoltaica instalada 2000-2013 - Fonte: EPIA, 2014

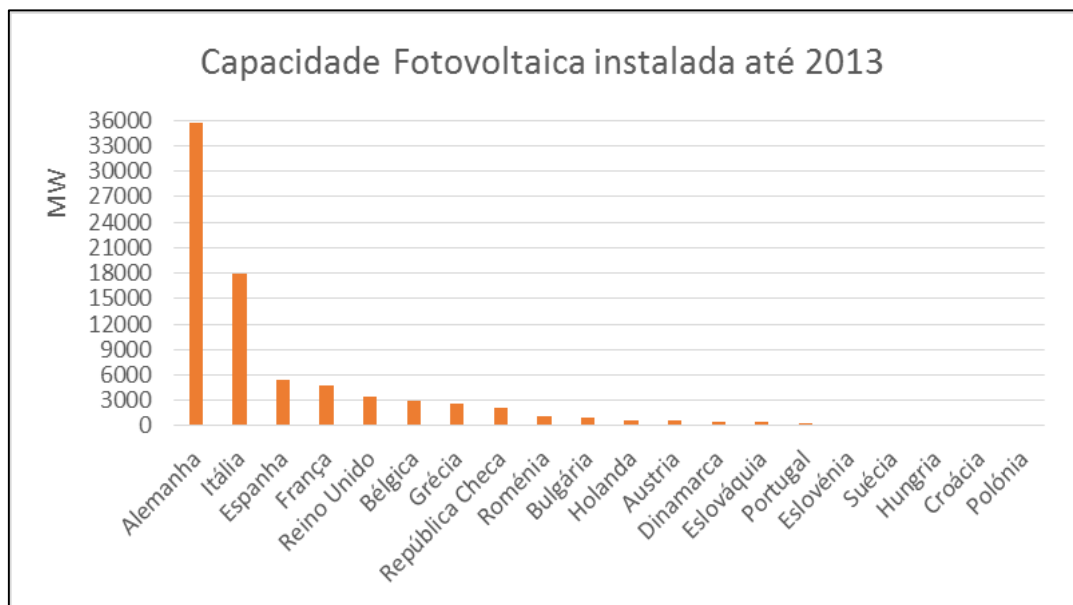


Figura 1.4 - Potência Fotovoltaica instalada pelos países da EU, 2013

Tal como já foi dito anteriormente, a Alemanha liderou na maior parte dos anos, destacando-se a queda na instalação em 2013. Importa ainda destacar a Itália que apresenta um forte crescimento em 2011 e a Espanha que liderou em 2008. Também o Reino Unido e a Grécia cresceram de forma acentuada nos anos de 2011, 2012 e 2013, tendo, inclusivamente, o Reino Unido um crescimento de potência instalada superior à da Itália no ano de 2013.

Como se percebe pela análise da figura 1.3, o ano de 2009 é marcado pela afirmação de novos mercados, como a França e a Bélgica (por exemplo), o mesmo se passando, desde esse ano, com o Reino Unido e Áustria, por exemplo. A explicação para estas realidades

deve-se, em grande medida ao Plano de Ação Nacional de Energia Renovável (NREAP - National Renewable Energy Action Plan), onde foram estabelecidas metas a atingir em 2020 pelos membros europeus, em termos de capacidade fotovoltaica instalada.

### 1.3.2 Objetivos para 2020

Importa agora perceber qual a situação de cada país relativamente aos objetivos a atingir no âmbito do NREAP (National Renewable Energy Action Plan). A figura 1.5 apresenta, para a maioria dos mercados europeus, a potência instalada acumulada até final de 2013, os objetivos do NREAP para 2020 e ainda o valor de potência anual instalada que cada país necessita para cumprir os objetivos traçados.

	Cumulative installed capacity in 2013	NREAPs' 2020 target for PV	Necessary yearly market until 2020	Target reached in...	Market in 2011	Market in 2012	Market in 2013
Austria	613	322	n/a	reached in 2012	92	175	250
Belgium	2,983	1,340	n/a	reached in 2011	996	683	215
Bulgaria	1,020	303	n/a	reached in 2012	135	843	10
Croatia	20	52	4.5	2014-2015	-	-	20
Czech Republic	2,175	1,695	n/a	reached in 2010	12	116	88
Denmark	548	6	n/a	reached in 2010	9.6	316	216
France	4,673	4,860	26.7	2014-2015	1,777	1,115	613
Germany	35,715	51,753	2,291.2	2014-2015	7,485	7,604	3,304
Greece	2,579	2,200	n/a	reached in 2013	426	912	1,043
Hungary	22	63	5.9	2014-2015	2.0	8	10
Italy	17,928	8,000	n/a	reached in 2011	9,251	3,759	1,448
Netherlands	665	722	8.1	2014-2015	58	195	305
Poland	7	2	n/a	reached in 2012	1.3	4	1
Portugal*	278	720	63.1	2016-2020	38	70	36
Romania	1,151	260	n/a	2014-2015	1.6	46	1,100
Slovakia	524	300	n/a	reached in 2011	321	15	0
Slovenia	212	139	n/a	reached in 2012	43	122	11
Spain	5,340	8,367	432.5	2016-2020	472	332	118
Sweden	40	8	n/a	reached in 2011	4	8	18
United Kingdom	3,375	2,680	n/a	reached in 2013	813	925	1,546
Rest of EU 28	99	308	29.9	2016-2020	24	17	42
<b>Total EU 28</b>	<b>79,964</b>	<b>84,381</b>	<b>630.9</b>	<b>2014-2015</b>	<b>21,961</b>	<b>17,265</b>	<b>10,395</b>

\* In April 2013, a revised Renewable Energy Action Plan - REAP (2009/28/EC Directive) was published, adjusting the 2020 targets for each technology. For solar, the installed capacity target was reduced from 1500 MW to 720 MW.

Target already reached in 2010-2013: Country has significantly underestimated PV's potential.  
Target to be reached by 2014-2015: Country has underestimated PV's potential.  
Target to be reached by 2016-2020: Country has either properly estimated PV's potential (Germany) or has set measures constraining the market to meet the set target not earlier than 2020.

Source: European Commission, DG Energy, Transparency Platform

Figura 1.5 -NREAPs vs Realidade dos mercados fotovoltaicos na EU 28 - Fonte: EPIA, 2014

Analisando a figura 1.5, facilmente se percebe que foram vários os mercados que não foram avaliados da melhor forma, tendo em conta que, a sua capacidade instalada em

2013, era já muito superior aos objetivos traçados. Existem alguns casos que evidenciam isso mesmo, como por exemplo a Dinamarca, cujo objetivo era 6MW para 2020 e em 2013 já apresentava uma capacidade instalada de 548MW. Mais uma vez se percebe o crescimento do Reino Unido que, como já havia sido mencionado, apresentou em 2013 um grande aumento de potência instalada, conseguindo assim, desde logo, superar o objetivo traçado para 2020. Existem alguns países que estão muito próximos de conseguir os seus objetivos, como a Croácia, França, Alemanha, Holanda, que se prevê que o consigam já em 2015, enquanto Portugal e Espanha ainda se encontram distanciados da meta pretendida. No caso de Espanha será necessário uma instalação anual na ordem dos 430MW até 2020, enquanto Portugal terá de instalar na ordem dos 60MW anuais. É importante referir que se trata de dados de final de 2013, sendo que no final de 2014, segundo a DGEG, Portugal já possuía uma potência instalada na ordem dos 400MW.

### 1.3.3 Diferentes formas de incentivo à instalação fotovoltaica na Europa

Existem formas distintas na Europa para o incentivo à produção de energia fotovoltaica. Inclusive, há países que foram alterando a sua estratégia ao longo do tempo, como é o caso de Portugal: inicialmente apostou num regime de tarifas bonificadas “*feed-in*”; atualmente, assiste-se a uma transição para o paradigma do autoconsumo onde essas mesmas tarifas já não existem. Será feito de seguida um breve resumo dos diferentes tipos de ajudas/incentivos à instalação fotovoltaica.

- **Tarifas *Feed-in*:**

Na figura 1.6 está presente um esquema onde é facilmente perceptível a forma como funcionam as tarifas feed-in.

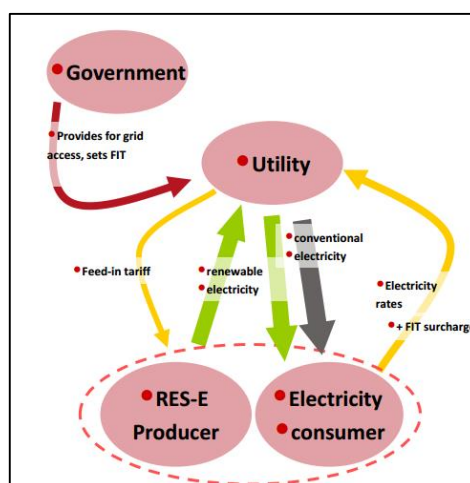


Figura 1.6 - Tarifa Feed-in - Fonte: Instituto ideal, 2014

Trata-se de um modelo onde o produtor independente recebe um valor fixo, por kWh produzido durante um período estipulado. Para além disso, o produtor tem acesso garantido e prioritário à rede. Assim sendo, o produtor pode planear de forma segura o seu investimento uma vez que sabe, à partida, o valor da tarifa e o período durante o qual a irá receber. Este modelo foi implementado em alguns países europeus, como por exemplo na Alemanha.

- **Tarifa *Feed-in* prémio**

Neste caso, o produtor vê a sua energia ser remunerada ao preço de mercado, acrescido de um bónus/prémio.

- **Outras formas de incentivos**

Existem ainda diversas outras formas para o incentivo à instalação fotovoltaica, como, por exemplo, a atribuição de subsídios cobrindo uma percentagem do investimento inicial, linhas de crédito com taxas reduzidas para permitir ao investidor melhores condições de financiamento e incentivos tributários que consistem, essencialmente, na redução da carga tributária do produtor. Existe, ainda, o regime de autoconsumo, que pode ser visto como um incentivo na medida em que o produtor pode produzir a própria eletricidade para consumo e injetar o excedente na rede elétrica.

# Capítulo 2

## Aspetos Legislativos e Normativos

### 2.1 Legislação

#### 2.1.1 Perspetiva histórica da evolução da legislação

- **Decreto - Lei nº 189/88, 27 de Maio** (Ministério da Indústria e Energia)

Estabelece normas relativas à atividade de produção de energia elétrica por pessoas singulares ou por pessoas coletivas de direito público ou privado. Revoga a lei nº 21/82 de 28 de Julho e o Decreto - Lei nº 20/81, de 28 de Janeiro, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto - Lei nº 313/95, 24 Novembro.

- **Decreto - Lei nº 168/99, 18 de Maio** (Ministério da Indústria e Energia)

Revê o regime aplicável à atividade de produção de energia elétrica, no âmbito do Sistema Elétrico Independente, que se baseie na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos. Dá nova redação aos artigos 1º, 7º, 9º, 22º e 27º do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, que estabelece o regime aplicável à atividade de produção de energia elétrica, no âmbito do Sistema Elétrico Independente, que se baseie na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei nº 313/95, de 24 de Novembro. Aprova os anexos I e II, previstos na redação dada, pelo presente diploma, aos artigos 7º e 22º do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio. Revoga os artigos 10º, 11º, 19º, 23º e 26º do referido

Decreto-Lei, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei nº 313/95, de 24 de Novembro.

- **Decreto - Lei nº 312/2001, 10 de Dezembro (Ministério da Economia)**

Define o regime de gestão da capacidade de receção de energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente. Revoga: (i) As disposições do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio, quando aplicáveis à informação, gestão, atribuição e caducidade dos pontos de receção, nomeadamente as previstas nos artigos 2º, 5º, 7º, e 8º do anexo I do referido diploma; (ii) As disposições do Decreto-Lei nº 538/99, de 13 de Dezembro, quando aplicáveis à informação, gestão, atribuição e caducidade dos pontos de receção, nomeadamente as previstas nos artigos 14º, 16º, 18º e 19º do mesmo diploma.

- **Decreto - Lei nº 339-C/2001, 29 de Dezembro (Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território)**

Dá nova redação aos artigos 1º e 6º do anexo I do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, na redação que lhe foi dada pelo do Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio, que procedeu à revisão do regime aplicável à atividade de produção de energia elétrica, no âmbito do sistema elétrico independente. Altera ainda a redação aos n.ºs 1, 2, 5, 15, 18 e 32 do anexo II do referido Decreto-Lei - Adita um nº 33 ao anexo II ao Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, na redação que lhe foi dada pelo do Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio. Revoga os n.ºs 19, 20, 21, e 22 do referido anexo II ao Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio.

- **Decreto - Lei nº 68/2002, 25 de Março**

Surge no âmbito do Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Renováveis, o qual visa potenciar o aproveitamento de recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional. Deste modo, houve que adaptar a legislação para o acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e da inovação tecnológica, dando-se, assim, espaço a que também em Portugal pudesse surgir, integrado no SEI, a figura de produtor-consumidor de energia elétrica em baixa tensão (ou do produtor em autoconsumo) - sem prejuízo de aquele manter a ligação à rede pública de distribuição de energia elétrica, na tripla perspetiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede. Para além

de enquadrar a respetiva atividade, este diploma é de importância significativa porque estabelece o regime dos direitos e dos deveres dos produtores-consumidores.

- **Decreto - Lei nº 33-A/2005, 16 de Fevereiro** (Ministério das Atividades Económicas e do Trabalho)

Altera o anexo II do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, procedendo à revisão dos fatores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Elétrico Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e os prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis. Dá nova redação ao artigo 14º (Atribuição de potência através de procedimento concursal) do Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro.

- **Decreto - Lei nº 225/2007, 31 de Maio** (Ministério da Economia e da Inovação)

Procede à concretização de um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis, previstas na estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de Outubro. Altera o anexo II do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, que regula a atividade de produção de energia elétrica por pessoas singulares ou por pessoas coletivas de direito público ou privado. Dá, ainda, nova redação aos artigos 4º, 5º e 6º do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, que procedeu à revisão dos fatores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis, entregue à rede do Sistema Elétrico Português (SEP), bem como à definição de procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e os prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis. Revoga: (i) O nº 2 do artigo 12º, o artigo 15º e o nº 3 do artigo 41º da Portaria nº 295/2002, de 19 de Março; (ii) O Despacho Conjunto nº 51/2004, de 19 de Dezembro de 2003, publicado no Diário da República, 2ª série, nº 26, de 31 de Janeiro de 2004 - Republica, em anexo, que faz parte integrante do presente decreto-lei, o anexo II do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, com a redação atual.

- **Decreto - Lei nº 363/2007, 2 de Novembro** (Ministério da Economia e da Inovação)

Avança com o regime simplificado aplicável à microprodução de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, vulgarmente conhecido por renováveis na hora, conforme previsto no *Programa de Simplificação Administrativa e Legislativa SIMPLEX 2007*. O presente decreto-lei vem simplificar, significativamente, o regime de

licenciamento estabelecido pelo decreto-lei nº 68/2002, sendo criado o *Sistema de Registo da Microprodução* que integra uma plataforma eletrónica de interação com os produtores e dois regimes de remuneração, o regime geral e o bonificado.

- **Decreto - Lei nº 118-A/2010, 25 de Outubro** (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento)

Simplifica o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, tendo assim novos objetivos para o incentivo à produção descentralizada em baixa tensão por particulares. Procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, e à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro.

- **Decreto - Lei nº 132-A/2010, 21 de Dezembro** (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento)

Estabelece o regime para a atribuição de 150 MVA de capacidade de receção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para energia elétrica produzida a partir de centrais solares fotovoltaicas, incluindo a tecnologia solar fotovoltaica de concentração, e pontos de receção associados, mediante iniciativa pública.

- **Decreto - Lei nº 34/2011, 8 de Março** (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento)

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de miniprodução. Define unidade de miniprodução como uma instalação baseada numa só tecnologia de produção e cuja potência máxima para ligação à rede é de 250 kW. Estabelece que a miniprodução não pode exceder 50% da potência contratada e que podem exercer a atividade, qualquer entidade que detenha um contrato de fornecimento de eletricidade com consumos relevantes na sua instalação.

- **Decreto - Lei nº 25/2013, 19 de Fevereiro**

Altera (terceira alteração) o Decreto-Lei 363/2007, de 02 de novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução, e altera (primeira alteração) o Decreto-Lei 34/2011, de 08 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por unidades de miniprodução e procede à republicação de ambos os diplomas.

- **Decreto - Lei nº 67/2014, 7 de Maio**

Aprova o regime jurídico da gestão de resíduos de equipamentos elétricos e eletrónicos (REEE), estabelecendo medidas de proteção do ambiente e da saúde humana, com os

objetivos de prevenir ou reduzir os impactos adversos decorrentes da produção e gestão desses resíduos, diminuir os impactos globais da utilização dos recursos, melhorar eficiência dessa utilização, e contribuir para o desenvolvimento sustentável".

## 2.1.2 Legislação atual

A legislação atualmente aplicável a novos projetos de produção renovável a partir de energia solar, está vertida num conjunto de legislação, da qual se destaca o Decreto-Lei nº 153/2014 de vinte de Outubro.

- **Decreto - Lei nº 153/2014, 20 de Outubro**

Este decreto cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e à venda à rede elétrica de serviço público, a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção. Concretizando o disposto no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros nº 20/2013, de 10 de Abril, são reformulados e integrados, no presente decreto-lei, os atuais regimes de miniprodução e microprodução, revogando-se o Decreto-lei nº 34/2011.

Assim sendo, o novo regime de produção distribuída está definido em duas vertentes, o Autoconsumo (UPAC) e a pequena produção (UPP). Trata-se de legislação que incentiva o autoconsumo e penaliza a venda de energia à rede elétrica. O grande objetivo passa por adequar o atual modelo de produção distribuída ao perfil de consumo local.

Este tipo de imposição tem vantagens ao nível das perdas de energia uma vez que a produção se localiza mais próxima do local de consumo. Para além disso permite a produção de energia de origem solar ajustável ao consumidor, permitindo potências superiores a 1MW, o que antes não era permitido.

- **Diferenças entre as UPAC e UPP**

Comparando a produção em autoconsumo e a pequena produção podem salientar-se as seguintes diferenças: Na pequena produção toda a energia produzida é injetada na RESP enquanto no autoconsumo a energia produzida é entregue, preferencialmente, no local de consumo, podendo o excedente da produção ser injetado na rede. Relativamente à remuneração, na pequena produção o modelo de atribuição de tarifa mantém-se via leilão, enquanto a energia injetada na rede resultante do excedente da produção em autoconsumo é paga com base na seguinte tarifa:

$$R_{UPAC} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (2.1)$$

Em que:

$R_{UPAC}$  - Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês  $m$ , em €;

$E_{fornecida, m}$  - Energia fornecida no mês  $m$ , em kWh;

$OMIE_m$  - Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do operador do mercado Ibérico de energia para Portugal, relativos ao mês  $m$ .

$m$  - mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida

- **Direitos e deveres do produtor**

Na nova legislação estão também contemplados os direitos e deveres dos produtores. Os seguintes são direitos do produtor:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer *mix* de fontes de energia, renováveis e não renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas e, no caso de uma UPP, recorrendo a apenas uma tecnologia de produção.
- Consumir a eletricidade gerada na UPAC, bem como injetar excedentes na rede.
- Celebrar um contrato de venda da eletricidade não consumida, proveniente da UPAC.
- Acumular a energia produzida na UPAC que não seja consumida instantaneamente, para consumir posteriormente.

São deveres do produtor:

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP.
- Suportar o custo dos contadores.
- Pagar a compensação devida pela UPAC.
- Possuir um seguro de responsabilidade civil.
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados.

No que diz respeito aos limites de potência, salienta-se o seguinte: A potência de ligação da unidade de produção tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada no contrato de fornecimento de energia. Em termos de potência instalada na UPAC, esta não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. Se se tratar de uma unidade de pequena produção (UPP), a produção anual terá de ser inferior a duas vezes o consumo.

## • Processo de Licenciamento

No que diz respeito ao licenciamento, quer nas UPAC quer nas UPP, trata-se de um processo gerido pela plataforma SERUP (Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção).

No caso das UPP, é sempre necessário registo e certificado de exploração.

Relativamente às UPAC, estas encontram-se divididas em diferentes escalões, sendo diferente o processo de licenciamento para cada um desses escalões. Assim sendo existem os seguintes escalões:

- $P_{\text{instalada}} \leq 200W$  - isenta de controlo prévio;
- $200W \leq P_{\text{instalada}} \leq 1.5kW$  - mera comunicação prévia de exploração;
- $1.5kW \leq P_{\text{instalada}} \leq 1MW$  - registo e certificado de exploração
- $P_{\text{instalada}} \geq 1MW$  - licença de produção e licença de exploração.

Importa, ainda, referir que, no caso de uma instalação elétrica de utilização que não se encontre ligada à RESP, ela está sujeita a mera comunicação prévia de exploração.

## • Compensações

As UPAC com potência instalada superior a 1.5kW 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, calculada com base na seguinte expressão presente no Decreto-lei nº 153/2014 de 20 de Outubro:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times k_t \quad (2.2)$$

Em que:

$C_{UPAC,m}$  - Compensação paga no mês  $m$  por cada kW de potência instalada, que permite recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo.

$P_{UPAC}$  - Valor da potência instalada da UPAC.

$V_{CIEG,t}$  - Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em €/kW, apurado no ano  $t$ .

$k_t$  - Coeficiente de ponderação, entre 0% e 50% a aplicar ao  $V_{CIEG,t}$  tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano  $t$ .

$t$  - ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Caso o total acumulado de potência instalada da UPAC seja inferior a 1% do total de potência instalada do centro de electroprodutores do Sistema Elétrico de Energia, esta

compensação será nula. No caso das unidades de pequena produção (UPP) esta compensação não se aplica.

- **Contagem**

A contagem de energia é obrigatória nas UPAC para potências ligadas à rede superiores a 1.5kW. No caso das UPP a contagem é obrigatória em qualquer situação, uma vez que isso é imprescindível para quantificação da produção entregue à RESP.

- **Inspeções Periódicas**

As unidades de produção com potência instalada superior a 1.5kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

- 10 anos, quando a potência da UP seja inferior a 1MW.
- 6 anos, nos restantes casos.

A DGEG divulga, anualmente no SERUP, até 31 de Dezembro de cada ano, a programação da inspeção periódica a realizar no ano seguinte, e publicita, até 31 de Março de cada ano, as conclusões do relatório das ações de fiscalização realizadas no ano imediatamente anterior.

### 2.1.3 Portarias associadas ao novo decreto-lei

- **Portaria nº 14/2015, de 23 de Janeiro**

Esta portaria tem por objeto definir o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na rede elétrica de serviço público (RESP) da energia elétrica produzida, incluindo os elementos instrutórios dos respetivos pedidos, a sua marcha, extinção dos títulos em causa e alteração das unidades de produção (UP), procedendo à regulamentação do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Determina ainda o montante, o modo de pagamento e as fases do procedimento em que são devidas as taxas previstas no artigo 37.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

- **Portaria nº 15/2015, de 23 de Janeiro**

Esta portaria procede à fixação da tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro e determina as percentagens a aplicar

à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção.

- **Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março**

Altera a portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, que define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na rede elétrica de serviço público da energia elétrica produzida, e determina o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

## 2.2 Tarifário aplicado

Com as alterações introduzidas no recente decreto-lei nº 153/2014 de 20 de Outubro, surge um novo paradigma no que diz respeito à produção de energia descentralizada. São apresentados dois regimes diferentes de produção, nomeadamente o Autoconsumo e as Unidades de Pequena Produção. No caso do Autoconsumo a energia produzida destina-se a ser consumida próximo do local de produção sendo ainda possível a injeção do excedente da produção na rede elétrica. Relativamente às Unidades de Pequena Produção, toda a energia produzida é injetada na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

É então importante perceber quais os impactos ao nível dos tarifários com o surgimento do novo paradigma.

### 2.2.1 Tarifário das Unidades de Pequena Produção

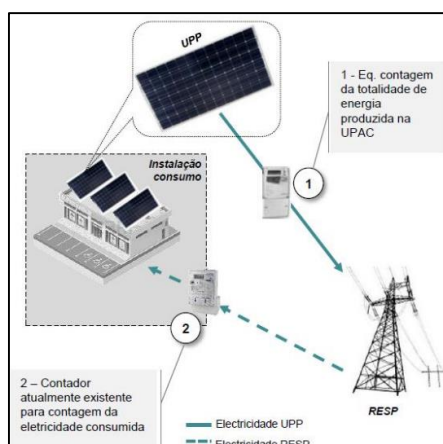


Figura 2.1 UPP: Fonte - Donauer Solar Systems, 2014

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.

A tarifa de referência foi publicada na Diretiva nº 15/2015 de 23 de Janeiro. No artigo 2º da mesma pode ler-se: “A tarifa de referência aplicável em 2015, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro, é de € 95/MWh” (Portaria 15/2015, de 23 de Janeiro). Para além deste valor, acresce ainda o montante de € 10/MWh e de € 5/MWh, caso o produtor opte pelo enquadramento da respetiva unidade de pequena produção nas categorias II e III, respetivamente. As condições tarifárias encontram-se definidas na tabela seguinte.

Tabela 2.1 - Tarifas UPP

<b>Categoria</b>	<b>Tarifa €/MWh</b>
I	95
II	105
III	100

Para além da categoria na qual a unidade de pequena produção está inserida, a tarifa de referência depende ainda da energia primária utilizada. Na tabela seguinte são indicadas as percentagens a aplicar de acordo com o tipo de fonte utilizada.

Tabela 2.2 - Percentagens por fonte primária utilizada

<b>Energia primária utilizada</b>	<b>Percentagem/Taxa</b>
Solar	100%
Biomassa	90%
Biogás	90%
Eólica	70%

Tal como está previsto no artigo 31.º do Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de Outubro, a tarifa final a atribuir corresponde ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. A tarifa de remuneração atribuída de acordo com as condições anteriormente descritas vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica à RESP, caducando no termo deste período. Importa ainda referir que os produtores cuja tarifa lhes seja atribuída nos termos anteriores, não podem optar pela adesão a qualquer outro tipo de remuneração durante o prazo de vigência da respetiva tarifa.

## 2.2.2 Tarifário do Autoconsumo

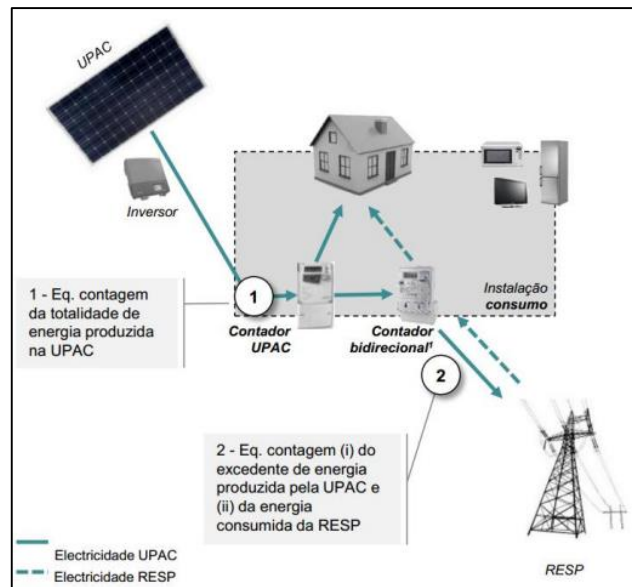


Figura 2.2 - UPAC: Donauer Solar Systems, 2014

Em termos de tarifário, num regime de Autoconsumo, é importante analisar duas situações, nomeadamente a tarifa afeta à remuneração do excesso de energia produzida que é injetada na RESP e por outro lado fazer uma análise ao preço da energia consumida, tendo em conta os diferentes regimes de tarifário possíveis.

- **Tarifa da Energia não consumida injetada na RESP**

Sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem em fonte de energia renovável, a capacidade instalada nessa unidade não seja superior a 1MW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar com o comercializador de último recurso, contrato de venda da energia produzida e não consumida.

O valor da tarifa a pagar pela energia injetada na rede calcula-se pela seguinte expressão.

$$R_{UPAC, m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (2.3)$$

Em que:

$R_{UPAC, m}$  - Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês  $m$ , em €;

$OMIE_m$  - Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês  $m$ , em €/kWh;

$E_{fornecida, m}$  - Energia fornecida no mês  $m$ , em kWh;

$m$  - mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida;

O Autoconsumo destina-se essencialmente à produção de energia para consumo no local ou próximo dele, sendo pouco aliciante a injeção de energia na rede elétrica. Se repararmos na expressão anterior, pode verificar-se que, para além da tarifa ser regulada pela média aritmética dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia, que assume valores na ordem dos 50 €/MWh, sofre ainda uma penalização de 10%. Esta penalização serve para cobrir os custos de injeção na rede e também tem um caráter de incentivo ao dimensionamento da unidade de produção de acordo com as necessidades de consumo para que a injeção na rede seja reduzida.

- **Custo da Energia Consumida**

Há alguns anos atrás, uma vez que a tecnologia fotovoltaica apresentava preços elevados, existia o incentivo à instalação através de tarifas “*Feed-in*”, tarifas bonificadas e garantidas durante alguns anos, para que fosse viável o investimento neste tipo de produção de energia. Ao longo dos anos o custo das tecnologias fotovoltaicas tem vindo a diminuir, tornando mais promissor o futuro da energia solar em Portugal. A prova disso é o aparecimento da paridade de rede, que ocorre no momento em que o custo de produção de energia solar se torna igual ao custo de energia consumida (vendida pelo comercializador). Este custo de produção de energia solar engloba o custo dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos, montagem, manutenção entre outros custos associados. No gráfico ilustrado na figura 2.3 é possível perceber melhor a questão da paridade de rede.

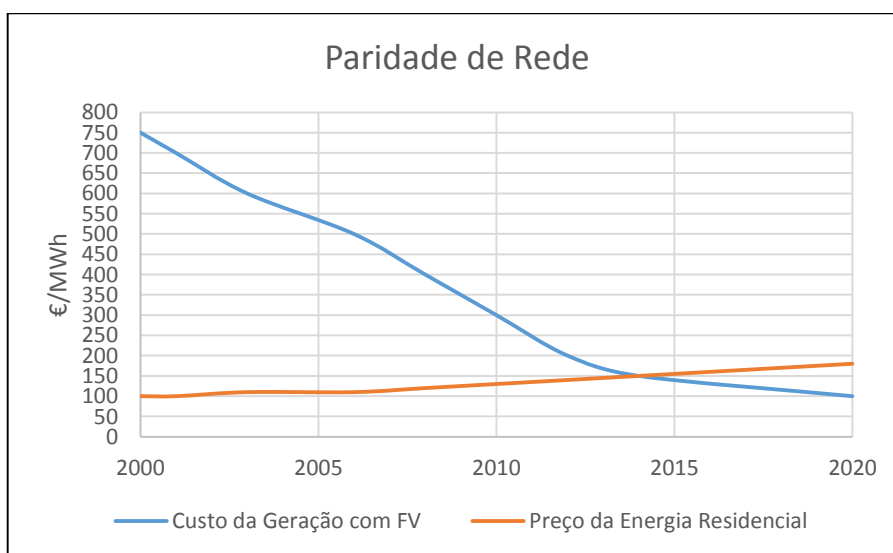


Figura 2.3 Paridade de Rede - Voltimum/APREN, 2015

Assim sendo, uma vez atingida a paridade da rede, o produtor em Autoconsumo produz energia para si próprio ao mesmo preço ou abaixo daquele que pagaria ao comercializador.

Repare-se que no gráfico da figura anterior, a tendência é que o preço do custo da geração fotovoltaica desça ainda mais, o que evidencia um grande interesse em investir na produção em regime de Autoconsumo num futuro próximo.

Importa agora perceber qual o regime de tarifário mais vantajoso para um produtor em Autoconsumo.

Na figura 2.4 está ilustrada a forma como se comporta o gráfico do consumo de uma instalação doméstica em autoconsumo, relativo a um dia, em termos de energia autoconsumida, excedente injetado na rede e consumida da rede.

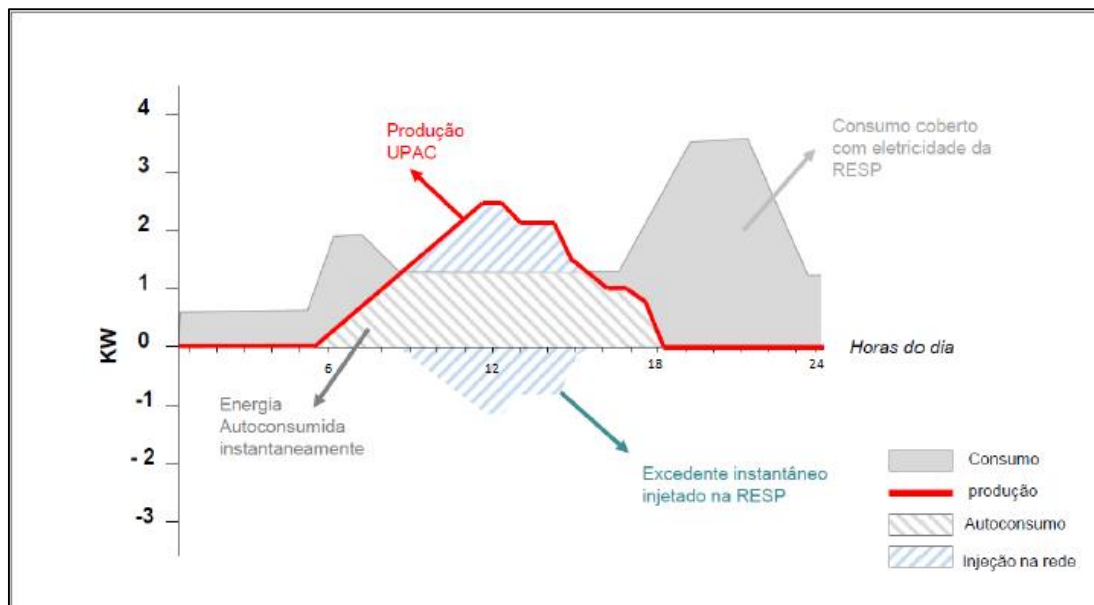


Figura 2.4 Comportamento diário de instalação com autoconsumo - Voltimum, 2014

Como seria de esperar, a energia produzida pela instalação fotovoltaica atinge o seu pico nas horas de maior incidência solar produzindo sensivelmente entre as 8h00 e as 20h00, (ver figura 2.4) sendo que este período depende sempre do horário, se é de Verão ou Inverno, bem como da região, se é mais a Norte ou mais a Sul. De qualquer forma, é possível constatar que o período de maior produção da instalação coincide aproximadamente com as horas fora do vazio. No entanto, é importante referir que as horas de maior consumo não são cobertas pela produção fotovoltaica (19h às 22h). Assim sendo, nestas horas, não existindo baterias na instalação, o consumo tem de ser satisfeito pela energia da rede elétrica, paga a preço de hora de ponta ou de cheia (figura 2.5).

horário de Inverno		horário de Verão	
ciclo semanal 76 Horas			
<b>segunda a sexta</b>			
<b>ponta</b>	das 09:30 às 12:00 das 18:30 às 21:00		das 09:15 às 12:15
<b>cheias</b>	das 07:00 às 09:30 das 12:00 às 18:30 das 21:00 às 24:00		das 07:00 às 09:15 das 12:15 às 24:00
<b>vazio</b>	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00		das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00
<b>supervazio</b>	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00
<b>sábados</b>			
<b>cheias</b>	das 09:30 às 13:00 das 18:30 às 22:00		das 09:00 às 14:00 das 20:00 às 22:00
<b>vazio</b>	das 00:00 às 06:00 das 06:00 às 09:30 das 13:00 às 18:30 das 22:00 às 24:00		das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 09:00 das 14:00 às 20:00 das 22:00 às 24:00
<b>supervazio</b>	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00
<b>domingos</b>			
<b>vazio</b>	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00		das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00
<b>supervazio</b>	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00
ciclo diário 70 Horas			
<b>ponta</b>	das 09:00 às 10:30 das 18:00 às 20:30		das 10:30 às 13:00 das 19:30 às 21:00
<b>cheias</b>	das 08:00 às 09:00 das 10:30 às 18:00 das 20:30 às 22:00		das 08:00 às 10:30 das 13:00 às 19:30 das 21:00 às 22:00
<b>vazio normal</b>	das 06:00 às 08:00 das 22:00 às 02:00		das 06:00 às 08:00 das 22:00 às 02:00
<b>supervazio</b>	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00

Figura 2.5 horários de faturação de energia - EDP, 2015

Como a energia é mais cara nas horas fora do vazio, é de esperar que a instalação de produção em autoconsumo seja vantajosa em termos de redução da fatura elétrica. De seguida será feita uma análise tendo em conta cada tipo de tarifário em baixa tensão.

Preço da energia ativa	Período horário	EUR/kWh	
		até 6,9 kVA	acima de 6,9 kVA
Simple <= 2,3kVA		0,1367	-
Simple > 2,3 kVA		0,1587	0,1602
Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1853	0,1890
	Horas de vazio	0,0978	0,09886
Tri-horária	Horas de ponta	0,2106	0,2144
	Horas de cheias	0,1675	0,1704
	Horas de vazio	0,0978	0,0986

Figura 2.6 Tarifas - EDP, 2015

Analisando o caso de um contrato com tarifa simples, como se pode ver pela figura 2.6, o preço rondará os 150 €/MWh. Partindo do pressuposto já mencionado anteriormente, de que a produção da instalação ocorre nas horas fora do vazio, este não se apresenta como o melhor regime tarifário para o produtor. Como a maior percentagem de consumo se encontra nas horas fora do vazio (horas de ponta e de cheias) e na maioria dessas horas há um excesso de produção fotovoltaica, seria vantajoso pagar a energia consumida da rede, nas horas de vazio, a um preço mais baixo. Assim sendo, a tarifa bi-horária seria mais congruente com a situação da produção em autoconsumo. Embora esta tarifa nas horas fora do vazio seja superior à tarifa simples, as necessidades de consumo na maioria destas horas, tal como já foi mencionado, são satisfeitas pela unidade de produção e portanto compensaria o facto da tarifa bi-horária ser superior nas horas fora do vazio. Na figura 2.6 estão ainda ilustrados os preços da tarifa tri-horária, tarifa essa que divide o dia em três períodos, que são eles horas de ponta, horas de cheias e horas de vazio, atribuindo um preço diferente a cada um desses períodos. Este tarifário, relativamente ao bi-horário introduz preços diferentes para as horas de cheia e horas de ponta. O tarifário tri-horário pode ser vantajoso principalmente no horário de Verão. Na figura 2.5 é possível constatar que as horas de ponta ocorrem apenas das nove horas e quinze minutos até às doze horas e quinze minutos e assim sendo o período de maior consumo (19h às 22h), passa a estar inserido nas horas de cheia. Tudo isto resulta numa situação em que a produção fotovoltaica cobre o consumo nas horas de ponta e apenas necessita de energia na rede em horas de cheia e de vazio.

## **2.3 Normas elétricas/Regulamentos a ter em conta**

As normas elétricas, bem como regulamentos e guias utilizados como base à realização deste trabalho podem ser consultados na parte final do documento, mais especificamente no Anexo A.

## Capítulo 3

# Análise custo/benefício de sistemas de produção fotovoltaica

Neste capítulo é projetado um parque fotovoltaico de um *megawatt* de potência, sendo descritos todos os passos para o seu dimensionamento. Para além disso, são comparadas duas situações, a utilização de painéis fixos e a utilização de seguidores solares. Para as duas soluções anteriormente descritas, é feita uma análise económica no sentido de perceber qual a relação custo/benefício. O parque em questão é uma situação genérica, projetado para exemplificar todo o processo de dimensionamento e análise económica deste tipo de instalações.

### 3.1 Implementação do Sistema em função da potência

O local para o qual o parque fotovoltaico é projetado situa-se em Alcoutim, Faro, local com boa exposição solar, como se poderá verificar posteriormente.

É então realizado todo o dimensionamento do parque, desde os painéis solares até à ligação à média tensão.

#### 3.1.1 Condições do local de instalação

##### 3.1.1.1 Área disponível para o parque fotovoltaico

Relativamente à área disponível para a construção do parque fotovoltaico não existem restrições. A potência do parque é definida inicialmente em 1MW e como tal a área será a necessária à instalação dessa mesma potência, tendo em consideração as dimensões dos painéis, bem como existência de sombreamentos. A liberdade em termos de área permite escolher uma melhor disposição dos componentes por forma a reduzir os custos, por exemplo em cabos DC.

### 3.1.1.2 Caracterização do Recurso Solar

O primeiro passo para o conhecimento da viabilidade de uma instalação fotovoltaica, é a caracterização do Recurso Solar no local de instalação. Existem três tipos de radiação: direta (proveniente diretamente do Sol, segundo a sua direção), difusa (que não tem uma direção específica e é devida, fundamentalmente, à existência de nuvens) e aquela que é refletida no albedo, ou seja, na superfície terrestre e, de seguida, pode ser aproveitada pelos painéis fotovoltaicos. Esta última é de difícil análise e depende, obviamente, da refletividade do solo dos terrenos em redor do painel. A soma da irradiação direta e difusa é a irradiação global. A soma da irradiação global e aquela que é refletida no albedo é a irradiação total que chega ao painel. Neste projeto, considerar-se-á um albedo de 0.2 (valor geral). Para obtenção dos gráficos e tabelas relativas à caracterização do recurso solar foi utilizado o *software PVGIS*.

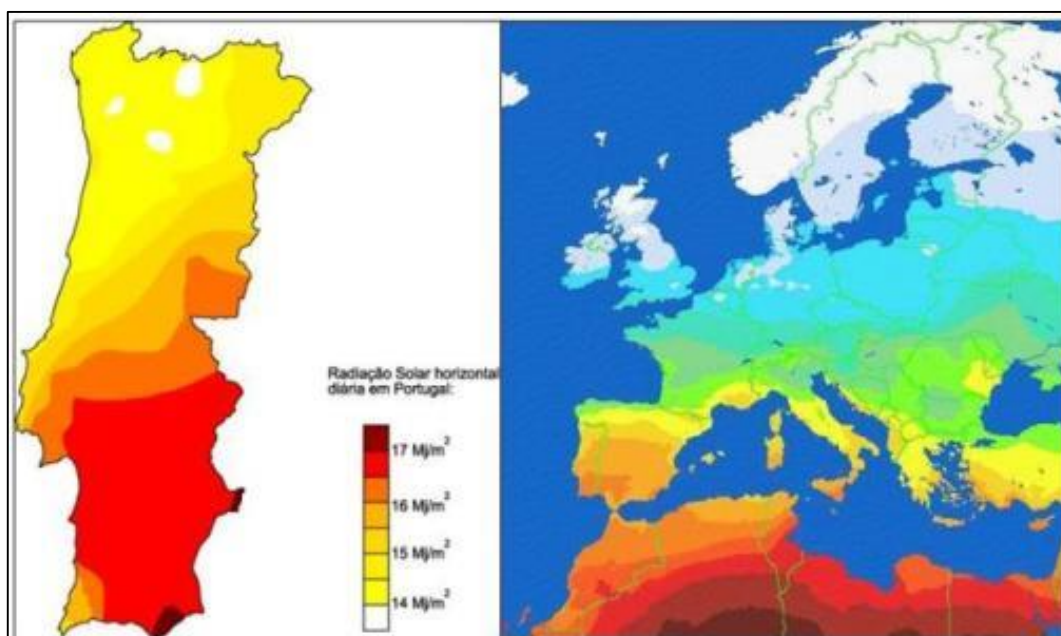


Figura 3.1 - Radiação Solar em Portugal Continental, Portal das Energias Renováveis

O local em questão possui excelentes condições em termos de incidência solar durante o ano (ver figura 3.1), o que evidencia a viabilidade do investimento.

Na figura 3.2 podem observar-se valores elevados de irradiação horizontal nos meses de Junho, Julho e Agosto, o que já seria de esperar visto que são os meses com mais Sol em Portugal.

Na figura 3.3, analisa-se a importância da correta inclinação dos painéis. Repare-se que a irradiação utilizando o ângulo ótimo permite uma produção anual mais uniforme. Importa referir que, usando inclinações adequadas é possível conseguir produções mais significativas no Verão ou Inverno, dependendo da necessidade da instalação. Este processo é possível, tendo em conta o fenómeno ilustrado na figura 3.4 (variação da altura solar ao longo do ano).

Month	$H_h$	$H_{opt}$	$H(90)$	$DNI$	$I_{opt}$	$D/G$	$T_{24h}$	$N_{DD}$
Jan	2620	4440	4460	4330	62	0.36	10.9	163
Feb	3750	5610	4970	5580	55	0.31	11.9	104
Mar	5300	6600	4690	6150	41	0.35	13.9	36
Apr	6260	6680	3480	6990	27	0.29	15.3	26
May	7300	6920	2640	7840	12	0.27	18.5	1
Jun	8210	7320	2210	9390	3	0.21	22.6	0
Jul	8270	7550	2390	9970	7	0.17	24.4	0
Aug	7340	7460	3270	9010	19	0.19	24.9	0
Sep	5780	6870	4340	7360	36	0.24	22.3	1
Oct	4310	6020	4940	5940	50	0.31	18.9	14
Nov	2970	4900	4780	4910	61	0.33	14.5	120
Dec	2350	4180	4360	4130	65	0.37	12.0	137
<b>Year</b>	<b>5380</b>	<b>6220</b>	<b>3870</b>	<b>6810</b>	<b>34</b>	<b>0.26</b>	<b>17.5</b>	<b>602</b>

$H_h$ : Irradiation on horizontal plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)  
 $H_{opt}$ : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)  
 $H(90)$ : Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m<sup>2</sup>/day)  
 $DNI$ : Direct normal irradiation (Wh/m<sup>2</sup>/day)  
 $I_{opt}$ : Optimal inclination (deg.)  
 $D/G$ : Ratio of diffuse to global irradiation (-)  
 $T_{24h}$ : 24 hour average of temperature (°C)  
 $N_{DD}$ : Number of heating degree-days (-)

Figura 3.2 - Valores do Recurso Solar em Alcoutim, PVGIS

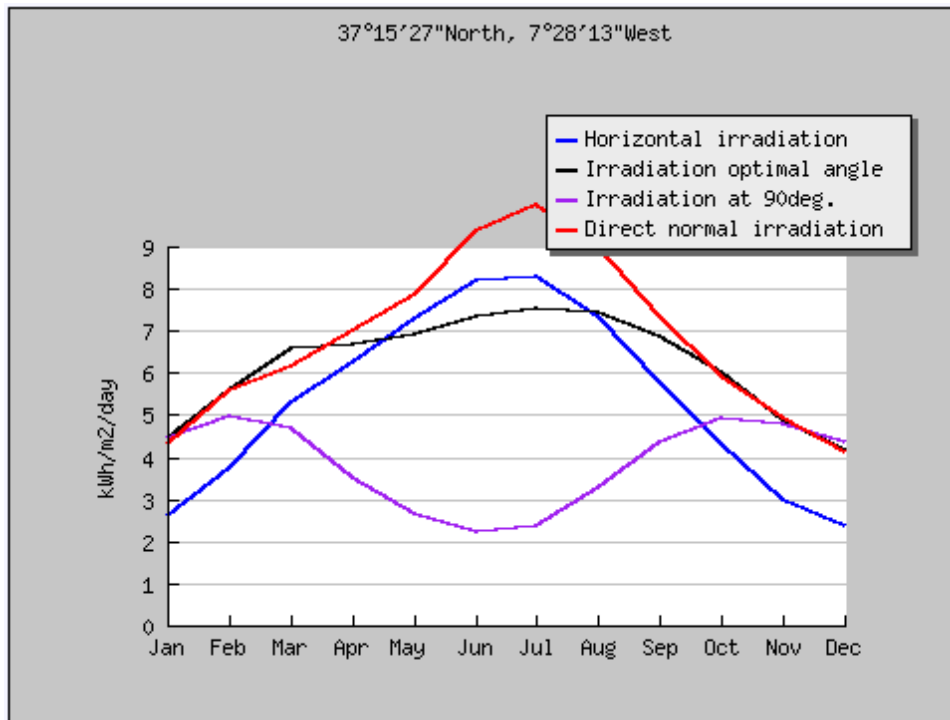


Figura 3.3 - Diferentes tipos de irradiação, PVGIS

Todos os valores obtidos anteriormente através do PVGIS permitem caracterizar o recurso solar no local da instalação. Pode-se então concluir que o local escolhido é propício à produção de energia fotovoltaica.

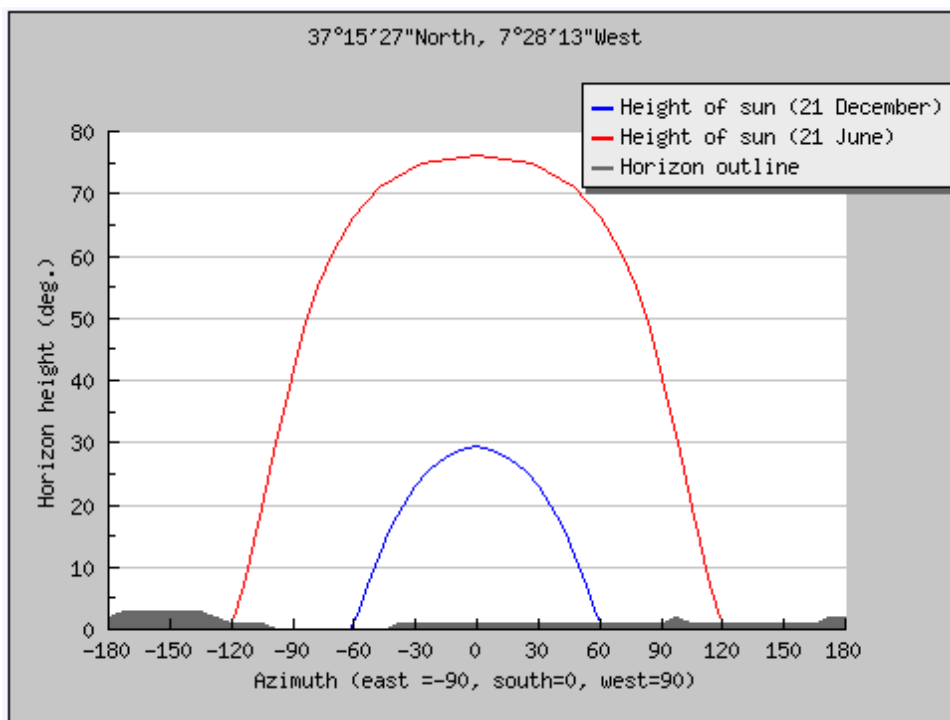


Figura 3.4 - Altura solar em Dezembro e Junho, PVGIS

### 3.1.2 Opção 1 - Painéis de silício policristalino com instalação fixa

Importa referir neste ponto que todas as fórmulas utilizadas no dimensionamento do parque fotovoltaico, foram consultadas no livro “Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica” da autoria de Filipe Alexandre de Sousa Pereira e Manuel Ângelo Sarmento Oliveira, publicado em 2011.

#### 3.1.2.1 Painéis solares a utilizar

Para a escolha dos painéis a utilizar, foi realizada uma comparação entre algumas tecnologias, nomeadamente silício monocristalino e policristalino. Os painéis solares escolhidos são então de silício policristalino, visto possuírem um rendimento semelhante aos de silício monocristalino e apresentarem um preço mais baixo. A folha de características do painel está presente na figura 3.5.

Weight						19 kg
Dimensions						1640 × 992 × 40 mm
<b>ELECTRICAL DATA</b>						
Module Type	SL220-20P255	SL220-20P250	SL220-20P245	SL220-20P240	SL220-20P235	
Nominal peak power ( $P_{max}$ )	255 W	250 W	245 W	240 W	235 W	
Nominal voltage ( $V_{mpp}$ )	30.7 V	30.5 V	30.3 V	30.1 V	30.0 V	
Nominal current ( $I_{mpp}$ )	8.31 A	8.20 A	8.08 A	7.97 A	7.83 A	
Open circuit voltage ( $V_{oc}$ )	37.3 V	37.3 V	37.2 V	37.2 V	37.2 V	
Short circuit current ( $I_{sc}$ )	8.90 A	8.79 A	8.66 A	8.60 A	8.40 A	
Module efficiency	15.7 %	15.4 %	15.0 %	14.7 %	14.4 %	
Operating Temperature	- 40 to + 85 °C	- 40 to + 85 °C	- 40 to + 85 °C	- 40 to + 85 °C	- 40 to + 85 °C	
Maximum System Voltage	1000 V DC	1000 V DC	1000 V DC	1000 V DC	1000 V DC	
STC: Irradiation: 1000 W/m <sup>2</sup> , module temperature: 25 °C, air mass: 1.5 (EN 60904-3)						

Figura 3.5 - Ficha Técnica do painel (Sunlink PV)

- Número de painéis a utilizar

Para calcular o número total de painéis necessários para perfazer a potência total instalada de 1MW é necessário dividir potência total pela potência de cada painel.

$$N = \frac{P_{total}}{P_{painel}} = 4000 \text{ painéis} \quad (3.1)$$

Em que:

N: Número total de painéis;

$P_{total}$ : Potência total da instalação (1MW);

$P_{painel}$ : Potência nominal do painel a utilizar (250W);

### 3.1.2.2 Escolha dos inversores

Como se trata de um parque fotovoltaico de dimensões e potência elevadas, serão utilizados 10 inversores com 100kW cada. Assim é garantida uma grande redução em cabos DC e para além disso, em caso de avaria de um dos inversores, o funcionamento dos restantes não é colocado em risco, ao contrário do que aconteceria utilizando apenas um inversor central. Assim sendo, cada inversor é escolhido respeitando a seguinte condição:

$$0.7 \times P_{PV} < P_{INV\ DC} < 1.2 \times P_{PV} \quad (3.2)$$

Em que:

$P_{PV}$ : Potência do parque fotovoltaico (neste caso dividida por 10);

$P_{INV\ DC}$ : Potência do inversor;

Pela condição anterior, a potência de cada inversor deverá situar-se entre 70 e 120 kW. O inversor escolhido é então de 100kW e a sua ficha técnica encontra-se reproduzida na figura 3.6. Trata-se do inversor PVS800-57-0100kW-A, da marca ABB.

Technical data and types	
Type designation	PVS800-57-0100kW-A
	100 kW
<b>Input (DC)</b>	
Recommended max input power ( $P_{PV}$ ) <sup>1)</sup>	120 kW <sub>p</sub>
DC voltage range, mpp ( $U_{DC}$ )	450 to 750 V (- 825 V*)
Maximum DC voltage ( $U_{max\ (DC)}$ )	900 V (1000 V*)
Maximum DC current ( $I_{max\ (DC)}$ )	245 A
Voltage ripple	< 3%
Number of protected DC inputs (parallel)	1 (+/-) / 4 <sup>2)</sup>
<b>Output (AC)</b>	
Nominal AC output power ( $P_{N\ (AC)}$ )	100 kW
Nominal AC current ( $I_{N\ (AC)}$ )	195 A
Nominal output voltage ( $U_{N\ (AC)}$ ) <sup>3)</sup>	300 V
Output frequency <sup>4)</sup>	50 / 60 Hz
Harmonic distortion, current <sup>5)</sup>	< 3%
Power factor compensation (cosφ)	Yes
Distribution network type <sup>6)</sup>	TN and IT
<b>Efficiency</b>	
Maximum <sup>7)</sup>	98.0%
Euro-eta <sup>7)</sup>	97.5%
<b>Power consumption</b>	
Own consumption in operation	< 350 W
Standby operation consumption	< appr. 55 W
External auxiliary voltage <sup>8)</sup>	230 V, 50 Hz
<b>Dimensions and weight</b>	
Width / Height / Depth, mm (W / H / D)	1030 / 2130 / 644
Weight appr.	550 kg
<sup>1)</sup> Inverter limits the power to a safe level <sup>2)</sup> Optional MCB inputs, 80 A each <sup>3)</sup> Grid voltage (+/- 10%) <sup>4)</sup> Grid frequency (48 to 63 Hz) <sup>5)</sup> At nominal power <sup>6)</sup> 300 V output must be IT type <sup>7)</sup> Without auxiliary power consump <sup>8)</sup> 115 V, 60 Hz optional	

Figura 3.6 - Ficha Técnica do Inversor, ABB

### 3.1.2.3 Configuração do Parque Fotovoltaico

Para estabelecer a configuração do parque é necessário ter atenção a algumas condicionantes, nomeadamente o número máximo e mínimo de módulos por *string*. Assim sendo, o número máximo de módulos que o sistema poderá ter em série, será fixado pelo valor da tensão máxima do sistema, isto é, pelo valor da tensão DC máxima permitida para interligar os módulos em série e também pela tensão máxima à entrada do inversor.

Com base nessa informação é possível calcular a tensão em circuito aberto ( $U_{oc}$ ) para uma temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$ , pela seguinte expressão:

$$U_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35 \times \Delta V}{100}\right) \times U_{oc}(CTS) \quad (3.3)$$

Usando a expressão anterior obtém-se um valor de  $U_{oc} = 41.48\text{V}$ , sendo, então, possível calcular o número máximo de painéis por *string*, pela seguinte relação:

$$n_{m\acute{a}x} = \frac{U_{m\acute{a}x\ inv}}{U_{oc}(-10^{\circ}\text{C})} \quad (3.4)$$

Obtém-se um máximo de 25 painéis por cada *string*. Importa também conhecer o número mínimo de painéis por *string*, valor esse que se obtém para uma temperatura de  $70^{\circ}\text{C}$ , uma vez que a tensão mínima de funcionamento ocorre, normalmente, quando se atinge a temperatura máxima de funcionamento esperada. Aquele número pode ser calculado da seguinte forma:

$$U_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{45 \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP}(CTS) \quad (3.5)$$

Usando esta expressão para o nosso caso, obtém-se um valor de 34.89V.

Uma vez calculado  $U_{MPP}$ , é então agora possível obter o número mínimo de painéis por *string*, usando a expressão seguinte:

$$n_{m\acute{i}n} = \frac{U_{m\acute{i}n\ inv}}{U_{MPP}(70^{\circ}\text{C})} \quad (3.6)$$

No nosso caso obtém-se um número mínimo de 13 painéis por *string*. Importa ainda conhecer qual o máximo de *strings* que podem ser associadas em paralelo, sendo esse valor restringido pela corrente máxima admissível à entrada do inversor.

$$n_{strings\ paralelo} = \frac{I_{m\acute{a}x\ inv}}{I_{m\acute{a}x\ painel}} \quad (3.7)$$

De acordo com a fórmula anterior, para o nosso caso, o número máximo de *strings* em paralelo é de 29.

Uma vez efetuados todos os cálculos anteriores, é possível definir a configuração do parque fotovoltaico. Assim sendo, cada *string* terá 20 painéis em série, e cada inversor terá 20 *strings*, o que significa que existirão 200 *strings* de 20 painéis cada, perfazendo

assim os 4000 painéis necessários. O parque será dividido em dois conjuntos de 100 *strings* cada, com o posto de transformação ao centro, por forma a diminuir os comprimentos dos cabos a utilizar. No esquema seguinte é possível perceber melhor a configuração do parque.

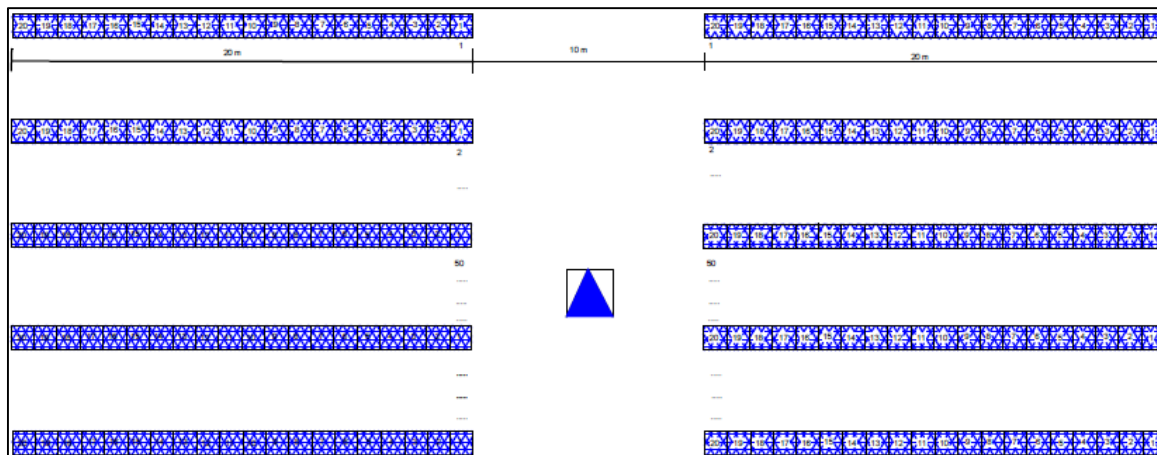


Figura 3.7 - Configuração do Parque Fotovoltaico

#### 3.1.2.4 Sombreamentos

O sombreamento é uma questão essencial a ter em conta no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. No caso de existirem sombreamentos, para além de vir diminuída a produção, a vida útil do painel pode ser posta em causa. Por exemplo, se um painel de uma *string* possui algumas das células sombreadas, estas funciona como uma resistência, opondo-se à passagem da corrente, o que provocará dois efeitos nefastos, um deles é exatamente o facto da energia, que poderia estar a ser produzida, não ser aproveitada e outro é que a parte sombreada, ao não deixar passar a corrente, irá aquecer podendo causar danos irreversíveis no módulo. Este tipo de problema pode ser evitado com a utilização de díodos *by-pass*. Estes díodos irão desviar a corrente das células afetadas evitando assim que estas aqueçam. No caso concreto deste projeto, serão garantidas as condições para que não existam sombreamentos. Neste caso, só é necessário garantir que não ocorrem sombreamentos entre painéis de strings diferentes, ou seja, entre *strings* sucessivas. Na figura 3.8 está ilustrada a disposição dos painéis e a distância mínima entre *strings*, por forma a evitar sombreamento.

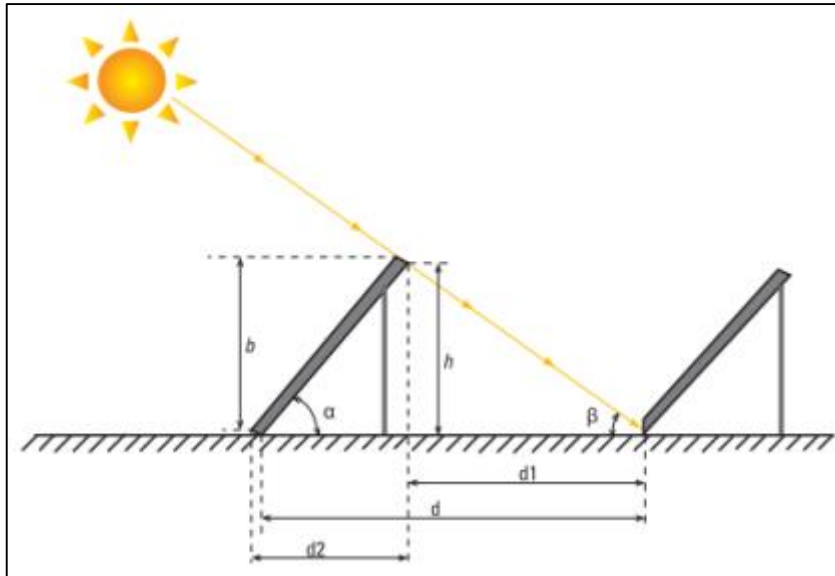


Figura 3.8 - Distância mínima entre strings

$$d = b \times \left( \cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (3.8)$$

Na figura 3.8 tem-se:

β- Ângulo que corresponde à altura mínima do Sol a 22 de Dezembro, que vai determinar a distância mínima entre *strings*, por forma a evitar sombreamento entre elas;

α- Inclinação dos painéis;

d- Distância entre as *strings*;

b- Comprimento do painel;

h- altura;

De acordo com a expressão 3.8 e sabendo que  $\beta = 23.27^\circ$ ,  $\alpha = 33^\circ$  (latitude -  $5^\circ$ ) e  $b = 1.64\text{m}$ , obtém-se uma distância mínima entre *strings* de 3.58m.

### 3.1.2.5 Dimensões do parque fotovoltaico

As dimensões do parque fotovoltaico são condicionadas, nomeadamente pela distância mínima entre *strings* e, claro, pela configuração adotada para aquele. No nosso caso, dado que o posto de transformação será colocado no centro do parque, será dada uma folga de dez metros entre os dois conjuntos de strings para a colocação do mesmo. Tendo cada painel cerca de 1m de largura, e cada string 20 painéis, cada parte do parque terá 20 metros. Logo o parque terá de largura, 20 metros de cada lado do PT, mais os 10 metros de intervalo referidos anteriormente, o que perfaz um total de 50 metros de largura. Em

termos de comprimento, serão necessários 3.58 metros entre cada *string* para evitar sombreamentos. Dado que são 100 *strings* em paralelo, serão cerca de 360m de comprimento. Tudo isto resulta numa área total de 1.79 hectares.

### 3.1.2.6 Dimensionamento da cablagem DC

- **Cabo de String**

O cabo de string faz a ligação entre os painéis e a caixa de junção. Na situação mais desfavorável este cabo possui um comprimento de 67 metros (soma da largura dos 20 painéis, mais 2 metros por cada painel, mais 7 metros para ligação à caixa de junção). Este comprimento será ainda multiplicado por 2, uma vez que se trata de um cabo DC. Precede-se então ao dimensionamento do cabo.

- **Condição de queda de tensão**

A secção mínima do cabo tem de verificar a condição de queda de tensão. Esta queda de tensão não poderá ultrapassar 1% de  $V_{MPP}$ . Assim sendo, a secção mínima a utilizar pode ser calculada pela expressão seguinte:

$$Secção > \frac{2 \times l \times I_{cabo}}{1\% * N_s \times U_{MPP} \times k} \quad (3.9)$$

Em que:

$N_s$  - nº de painéis por string

$U_{MPP}$  - Tensão nominal do painel

$K$  - condutividade do cobre (cobre - 56 m/ $\Omega$ mm<sup>2</sup>)

No nosso caso, obtém-se uma secção mínima de 4mm<sup>2</sup>.

Para além do aspeto referido, o cabo tem de poder suportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito dos painéis, ou seja, no nosso caso:

$$I_{m\acute{a}x\ string} = I_{cabo} = I_{sc} \times 1,25 = 8,79 \times 1,25 = 10,99\ A \quad (3.10)$$

Uma vez calculada a corrente máxima, devemos confirmar se esta condição é verificada pela secção de 4mm<sup>2</sup> que foi escolhida para o nosso caso: terá de se verificar a seguinte condição,  $I_{m\acute{a}x\ string} \leq I_z$ .

Usando a tabela da figura 3.9, podemos confirmar que a secção de 4mm<sup>2</sup> cumpre o necessário, pois  $I_z = 44A$ .

Cross-section mm <sup>2</sup>	Open air A	Surface A	Voltage drop V/A·km
1 x 2,5	41	33	23,0
1 x 4	55	44	14,3
1 x 6	70	57	9,49
1 x 10	98	79	5,46
1 x 16	132	107	3,47
1 x 25	176	142	2,23
1 x 35	218	176	1,58

Figura 3.9 -Caraterísticas cabos DC, TOP CABLE

- Cabo Principal DC

O cabo principal DC faz a ligação entre as caixas de junção e os inversores. Trata-se de um cabo que tem, na situação mais desfavorável, um comprimento máximo de 35 metros. Admitindo que cada caixa de junção recebe quatro cabos de string, este cabo terá de suportar uma corrente de 43.95A. Seguindo um processo análogo ao utilizado para o cabo de string, obtém-se uma secção mínima de 6mm<sup>2</sup>.

### 3.1.2.7 Cablagem AC

Trata-se, aqui, de dimensionar o cabo do ramal AC que faz a ligação entre cada inversor e o quadro geral de baixa tensão do posto de transformação. O cabo terá de suportar a corrente máxima à saída do inversor. Note-se que, neste projeto, o cabo possui, na situação mais desfavorável, um comprimento de 145 metros.

- Condição de Sobreaquecimento

$$\begin{cases} I_B \leq I_N \leq I_Z \\ I_f \leq 1.45I_Z \end{cases} \quad (3.11)$$

No nosso caso, como se comprova pelos valores da tabela 3.1, a condição é cumprida.

Tabela 3.1 - Verificação da condição de sobreaquecimento

Is	Iz	In	If	1,45Iz	Secção fase	Secção neutro
195	266	200	320	385,7	120	70

- Condição de Queda de Tensão

A condição da queda de tensão consiste na verificação da expressão seguinte:

$$\Delta U \leq \Delta U_{max} \quad (3.12)$$

Com  $\Delta U_{m\acute{a}x}$  3% e “DeltaU” calculado pela expressão:

$$\Delta U = I_B \times L_{AC} \times R_F \quad (3.13)$$

No nosso caso, obtém-se um valor de 1.78% para a queda de tensão, logo verifica-se a condição. O cabo para o ramal AC será então o cabo L XAV 3×120 + 70 mm<sup>2</sup>.

### 3.1.2.8 Dimensionamento de proteções DC

- Fusíveis de *string*

Para o dimensionamento dos fusíveis é necessário ter em conta as tensões e as correntes que estes têm de suportar.

Para o caso da tensão:

$$V_{fusível} \geq N \times 1.15 \times V_{OC} \quad (3.14)$$

Em termos de  $I_N$  a suportar:

$$I_N \geq 1.56 I_{sc} \quad (3.15)$$

É então necessário um fusível com  $I_N$  maior ou igual a  $1.56 \times 8.79 = 13.71A$ .

- Interruptor de corte DC

O interruptor de corte DC é dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto à temperatura de -10°C e para 125% da corrente máxima à entrada do inversor. Terá então de suportar uma corrente de 205A e uma tensão de 830V.

### 3.1.2.9 Dimensionamento de proteções AC

- Disjuntores AC

Os disjuntores AC protegem o cabo do ramal que liga cada inversor ao QGBT. Terão de ser dimensionados para a corrente de saída de cada inversor, isto é (no nosso caso), 195A.

- Interruptor de Corte Geral AC

O interruptor de corte geral AC terá de ser dimensionado para uma corrente que será obtida pelo produto da corrente à saída de cada inversor pelo número de inversores. Assim sendo, no nosso caso, o interruptor deverá ter uma corrente estipulada superior a 1900A.

### 3.1.2.10 Implementação do Sistema no *software* PVSYST

No sentido de simular a produção anual da instalação, bem como a sua eficiência e perdas, recorreu-se ao *software* PVSYST. Na figura 3.10 encontra-se registado o valor da energia incidente nos módulos solares em cada mês do ano.

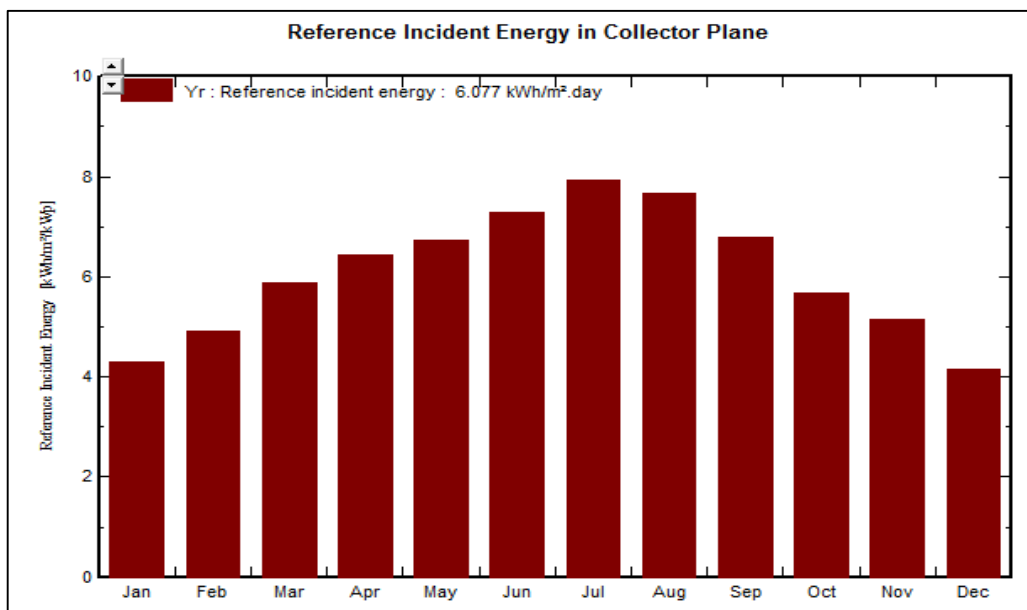


Figura 3.10 - Energia incidente, Opção 1 PVSYST

Uma vez que é nos meses de Verão que a energia incidente nos painéis é maior, as perdas são também maiores nestes meses, como se pode observar pelas figuras 3.11 e 3.12.

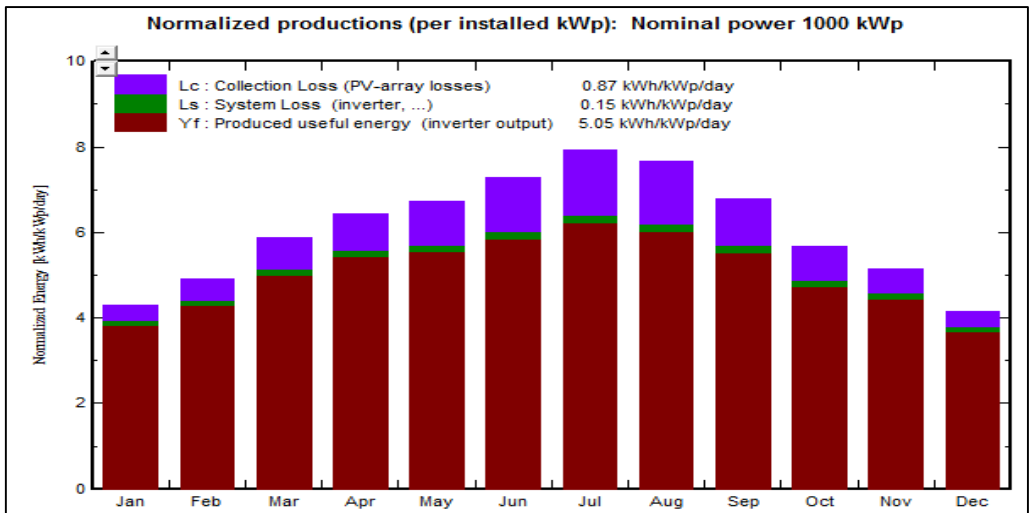


Figura 3.11 - Produção normalizada, Opção 1 PVSYSY

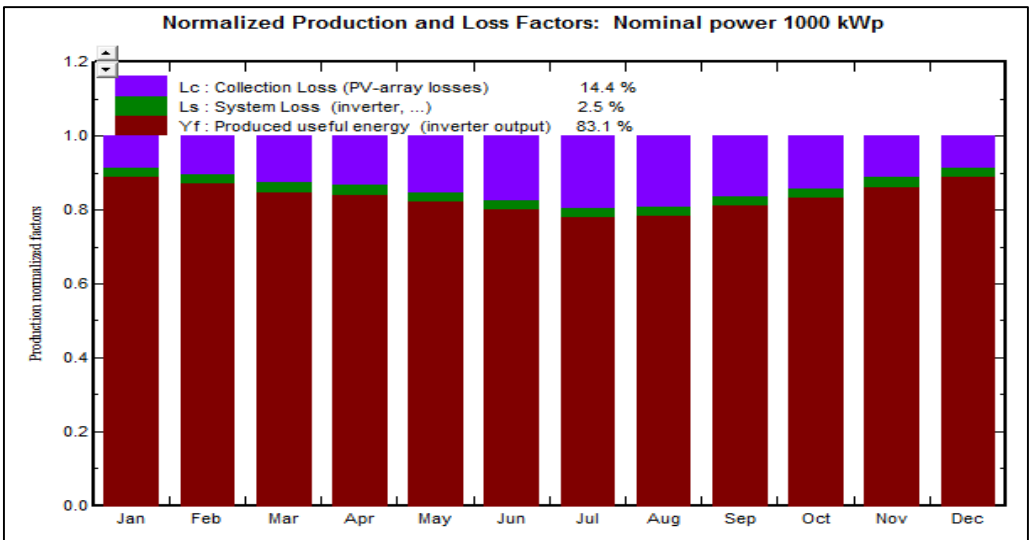


Figura 3.12 Produção normalizada e fatores de perdas, Opção 1 PVSYSY

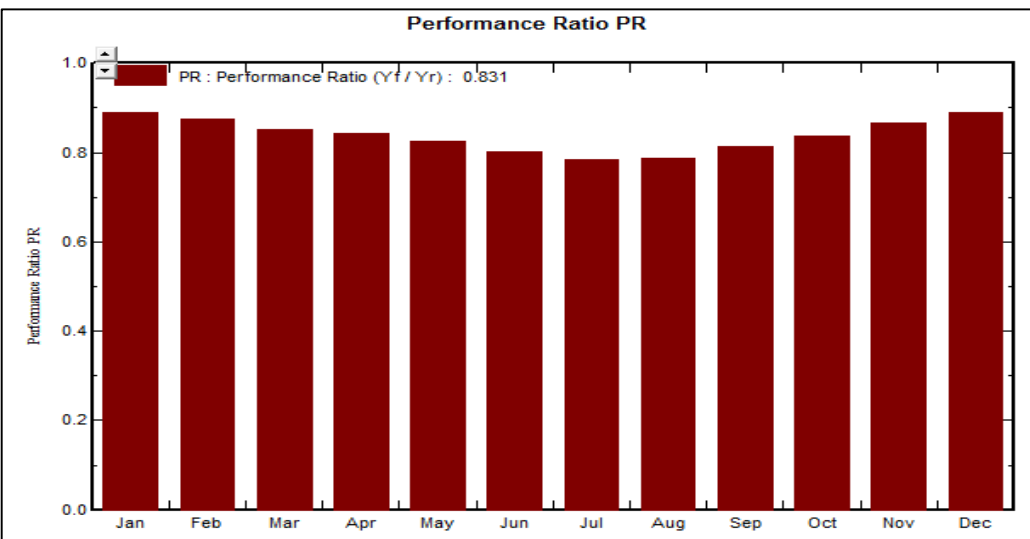


Figura 3.13 Performance, Opção 1 PVSYSY

A performance do Sistema ao longo do ano (representada na figura 3.13), é menor nos meses de maior incidência solar.

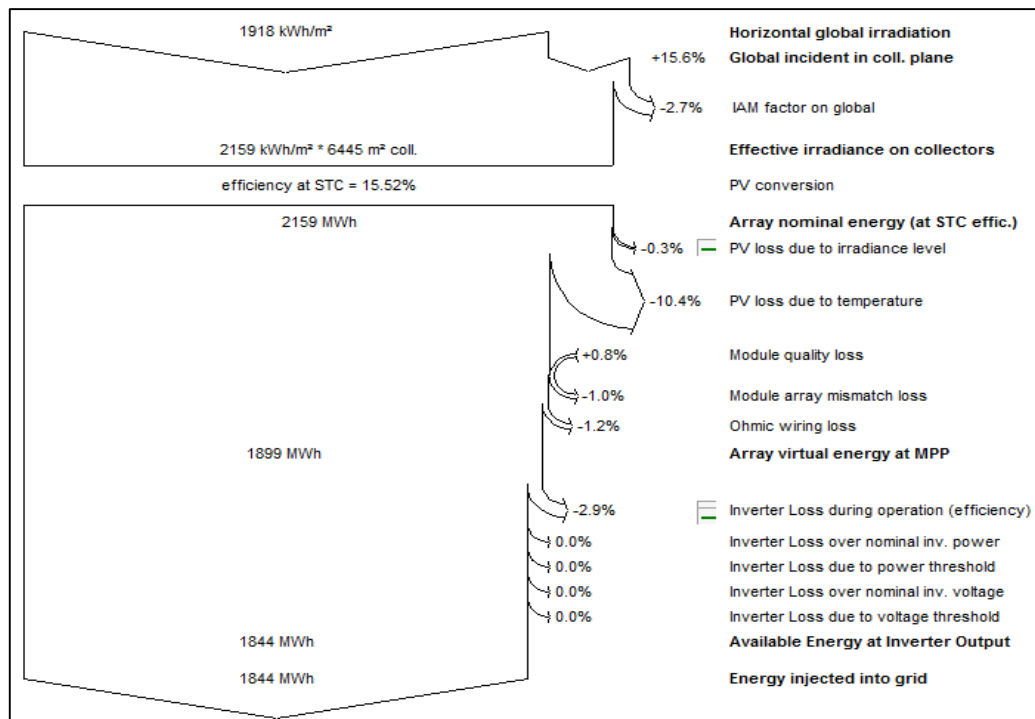


Figura 3.14 - Perdas do Sistema, Opção 1 PVSYST

Através da simulação é possível obter uma previsão da produção anual do sistema. Como tal, para a solução com painéis fixos, obtém-se uma produção de 1844 MWh/ano (ver figura 3.14).

### 3.1.3 Opção 2 - Painéis de silício policristalino com seguidores solares

Nesta opção, a única alteração, em relação à opção 1, é a inclusão dos seguidores solares. Esta nova consideração implicará alterações em termos de configuração do parque, dimensionamento de cabos e proteções entre outros aspetos que serão explicados posteriormente.

#### 3.1.3.1 Constituição de cada seguidor/tracker

Os painéis serão os mesmos do projeto anterior, assim como os inversores. A constituição de cada *tracker* é descrita na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Características de cada seguidor

Caraterísticas de cada seguidor		
nº de painéis	8	unid
Comprimento	3.968	m
largura	3.28	m
Tensão nominal	61	V
Itracker	32.8	A
Ptracker	2000	w
Corrente cc	35.16	A
Tensão circ aberto	74.6	V

Como se pode ver, cada seguidor será constituído por oito painéis. A configuração de cada seguidor é a seguinte: 4 strings em paralelo de dois painéis cada. Assim sendo, a tensão nominal de cada seguidor é o dobro da tensão de um painel e a corrente será quatro vezes a corrente de um painel.

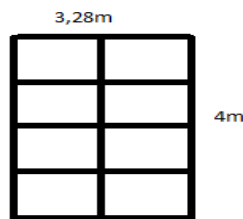


Figura 3.15 - Constituição de cada seguidor

### 3.1.3.2 Configuração do Sistema

Tal como no Projeto anterior, para estabelecer a configuração do parque deve ter-se em atenção o número máximo e mínimo de módulos por *string*. Assume-se um seguidor como sendo um único módulo com as caraterísticas especificadas na tabela 3.2.

$$U_{oc}(-10^{\circ}C) = \left(1 - \frac{35 \times \Delta V}{100}\right) \times U_{oc}(CTS) \quad (3.16)$$

Pela expressão anterior obtém-se (para o nosso caso)  $U_{oc} = 82.96V$ . Quanto ao número máximo de painéis por string, é usada a expressão seguinte:

$$n_{m\acute{a}x} = \frac{U_{m\acute{a}x\ inv}}{U_{oc}(-10^{\circ}C)} \quad (3.17)$$

Obtém-se (para o nosso caso) um máximo de 10 seguidores por cada *string*. Quanto ao número mínimo de painéis por *string* (valor esse que se obtém para uma temperatura de 70°C, uma vez que a tensão mínima de funcionamento ocorre normalmente quando se atinge a temperatura máxima de funcionamento esperada) ele pode ser calculado da seguinte forma:

$$U_{MPP}(70^{\circ}C) = \left(1 + \frac{45 \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP}(CTS) \quad (3.18)$$

No nosso caso obtém-se um valor de 69.78V. É então agora possível a obtenção do número mínimo de painéis por *string*, pela expressão,

$$n_{\min} = \frac{U_{\min inv}}{U_{MPP}(70^{\circ}C)} \quad (3.19)$$

No nosso caso obtém-se um número mínimo de 6 seguidores por *string*.

Quanto ao máximo de *strings* que podem ser associadas em paralelo (valor restringido pela corrente máxima admissível à entrada do inversor), ele pode ser calculado pela expressão,

$$n_{strings\text{paralelo}} = \frac{I_{\max inv}}{I_{\max seguidor}} \quad (3.20)$$

De acordo com a fórmula anterior, o número máximo de *strings* em paralelo é de 7 *strings*.

Após os cálculos já efetuados é então possível definir a configuração do parque fotovoltaico. Assim sendo, cada *string* terá 10 seguidores em série, e cada inversor terá 5 *strings* em paralelo, o que significa que existirão 50 *strings* de 10 seguidores cada, perfazendo assim os 4000 painéis necessários. O parque será dividido em dois conjuntos de 25 *strings* cada, com o posto de transformação ao centro. Na figura 3.16 é possível perceber melhor a configuração do parque.

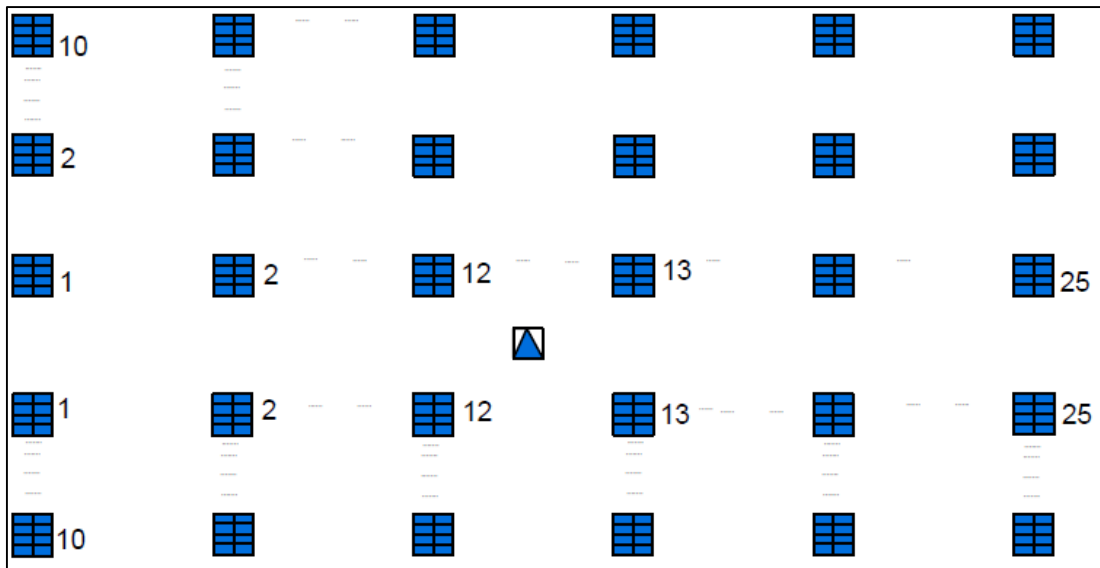


Figura 3.16 - Disposição dos seguidores no parque fotovoltaico

### 3.1.3.3 Sombreamentos

No caso de instalações com seguidores solares, é necessário haver um maior cuidado com os sombreamentos, uma vez que um seguidor pode sombrear o que lhe antecede, assim como os que se encontram ao seu lado. Após consulta de informação junto dos orientadores chegou-se aos seguintes valores para as distâncias entre bases:

- $4 \times L$  na orientação Este-Oeste;
- $2 \times L$  na orientação Norte-Sul;

Onde  $L$  é o comprimento do painel/seguidor (4 metros neste caso).

A distância  $4 \times L$  na orientação Este-Oeste justifica-se por ser a distância em que deixa de haver sombra a partir de uma elevação solar de  $15^\circ$  (nascer e por do sol). A distância  $2 \times L$  na orientação Norte-Sul é a distância em que deixa de haver sombra a partir duma elevação de  $30^\circ$  (meio dia solar).

### 3.1.3.4 Dimensões do parque fotovoltaico

O parque terá um comprimento (sentido Norte-Sul) de 169 metros por forma a respeitar a distância entre seguidores. Em termos de largura (sentido Este-Oeste), o parque terá 397 metros. Será então necessário um terreno com cerca de 6.7 hectares.

### 3.1.3.5 Dimensionamento da cablagem DC

Nesta secção serão apenas indicados os valores obtidos para as dimensões dos cabos uma vez que o processo é análogo ao projeto 1.

- Cabo de String

O cabo de string faz a ligação entre os painéis e a caixa de junção. Na situação mais desfavorável este cabo possui um comprimento de 151 metros que resultam da soma do comprimento da *string*, mais 5 metros por cada seguidor mais 30 metros para ligação à caixa de junção. Este comprimento será ainda multiplicado por dois por se tratar de um cabo DC.

De forma análoga ao projeto 1 dimensionou-se o cabo obtendo-se uma secção mínima de 35mm<sup>2</sup>.

- Cabo Principal DC

O cabo principal DC faz a ligação entre as caixas de junção e os inversores. Trata-se de um cabo que tem, na situação mais desfavorável, um máximo de cinco metros. Cada inversor terá cinco strings associadas a duas caixas de junção, uma com três strings e outra com duas. Dimensionando o cabo para a pior situação (três strings), obtém-se um cabo de secção mínima de 25mm<sup>2</sup>.

### 3.1.3.6 Cablagem AC

Será agora dimensionado o cabo do ramal AC que faz a ligação entre cada inversor e o quadro geral de baixa tensão do posto de transformação. Trata-se de um cabo que terá de suportar a corrente máxima à saída do inversor e para este projeto possui, na situação mais desfavorável, um comprimento de 199 metros.

O cabo para o ramal AC será então o cabo L XAV 3×120+ 2×70, respeitando a condição de sobrecarga e de queda de tensão.

### 3.1.3.7 Dimensionamento das proteções DC

- Fusíveis de *string*

Para o dimensionamento dos fusíveis é necessário ter em conta as tensões e as correntes que estes têm de suportar.

É então necessário um fusível com  $I_N$  maior ou igual a  $1.56 \times 35.16 = 54.84A$  e que suporte uma tensão de 700V. Tendo em conta as características

- Interruptor de corte DC

O interruptor de corte DC é dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto à temperatura de  $-10^\circ C$  e para 125% da corrente máxima à entrada do inversor. Terá então de suportar uma corrente de 220A e uma tensão de 830V.

### 3.1.3.8 Dimensionamento das proteções AC

- Disjuntores AC

Os disjuntores AC protegem o cabo do ramal que liga cada inversor ao QGBT. Terão de ser dimensionados para a corrente de saída de cada inversor, 195A.

- Interruptor de Corte Geral AC

O interruptor de corte geral AC terá de ser dimensionado para uma corrente que será a multiplicação da corrente à saída de cada inversor pelo número de inversores. Assim sendo, terá de ser um interruptor com uma corrente nominal superior a 1900A.

### 3.1.3.9 Implementação no *software* PVSYST

Na figura 3.17 está ilustrada a energia incidente nos painéis ao longo do ano.

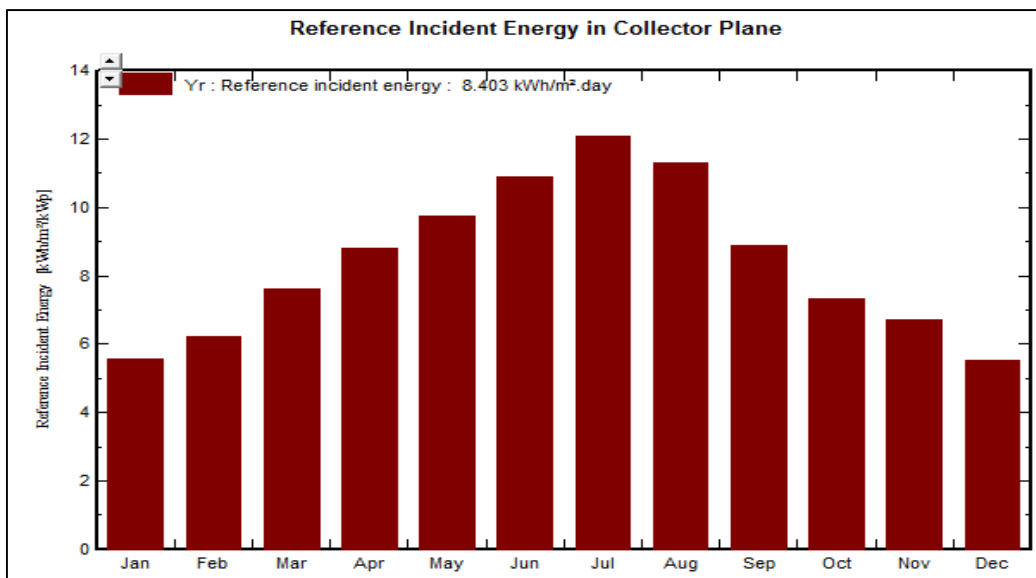


Figura 3.17 - Energia incidente nos painéis, Opção 2 PVSYST

Nas figuras 3.18 e 3.19 é possível perceber quais os meses em que a produção é maior e, para além disso, quais os meses em que as perdas são maiores.

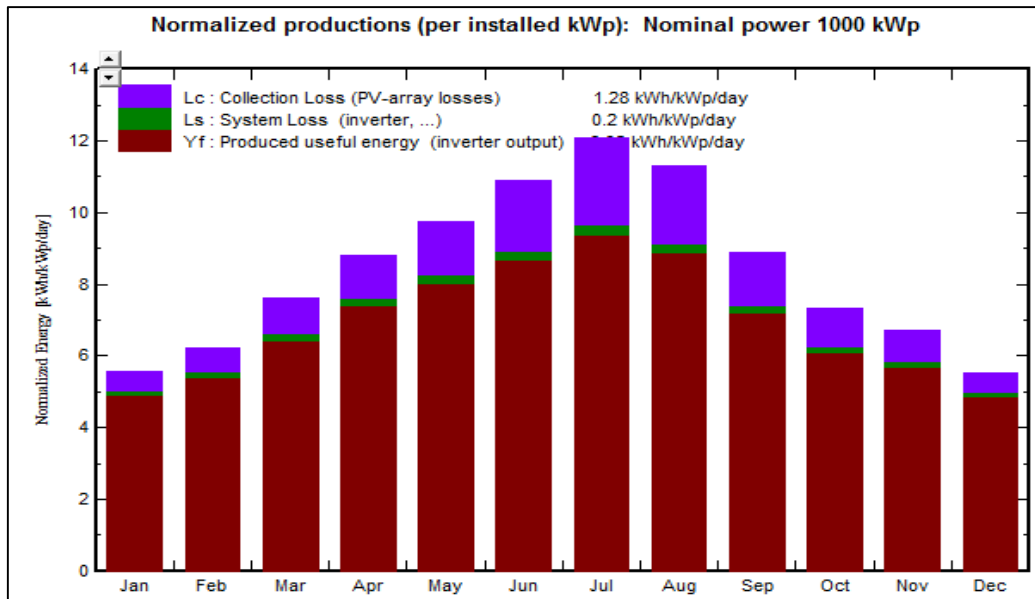


Figura 3.18 - Produção normalizada por kilowatt instalado, Opção 2 PVSYST

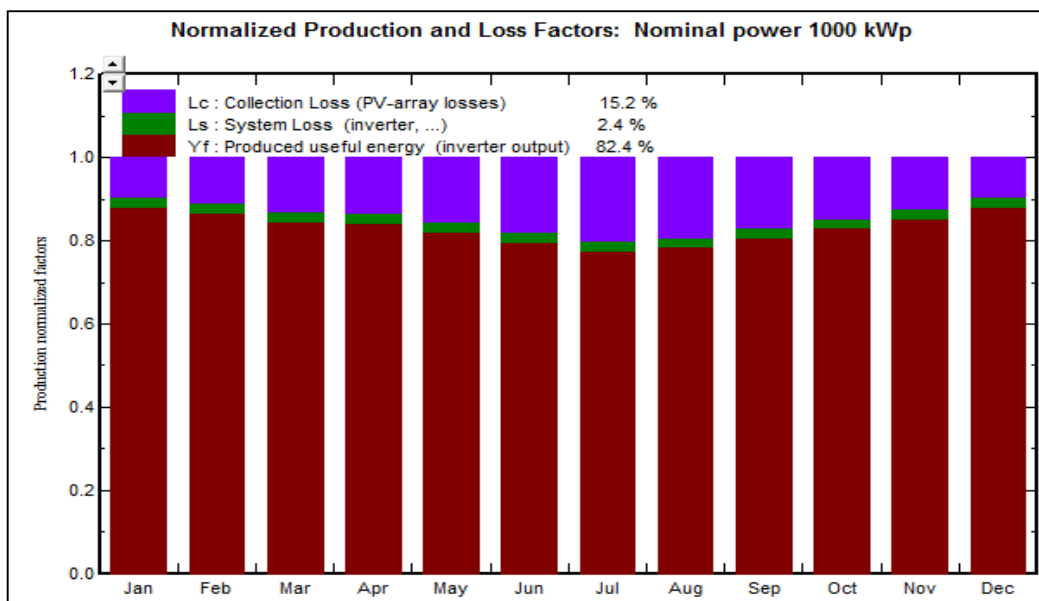


Figura 3.19 - Produção normalizada e fatores de perdas, Opção 2 PVSYST

Na figura 3.20 está presente a performance do sistema, onde se constata mais uma vez que, nos meses em que a produção é maior, o rendimento do sistema é mais baixo.

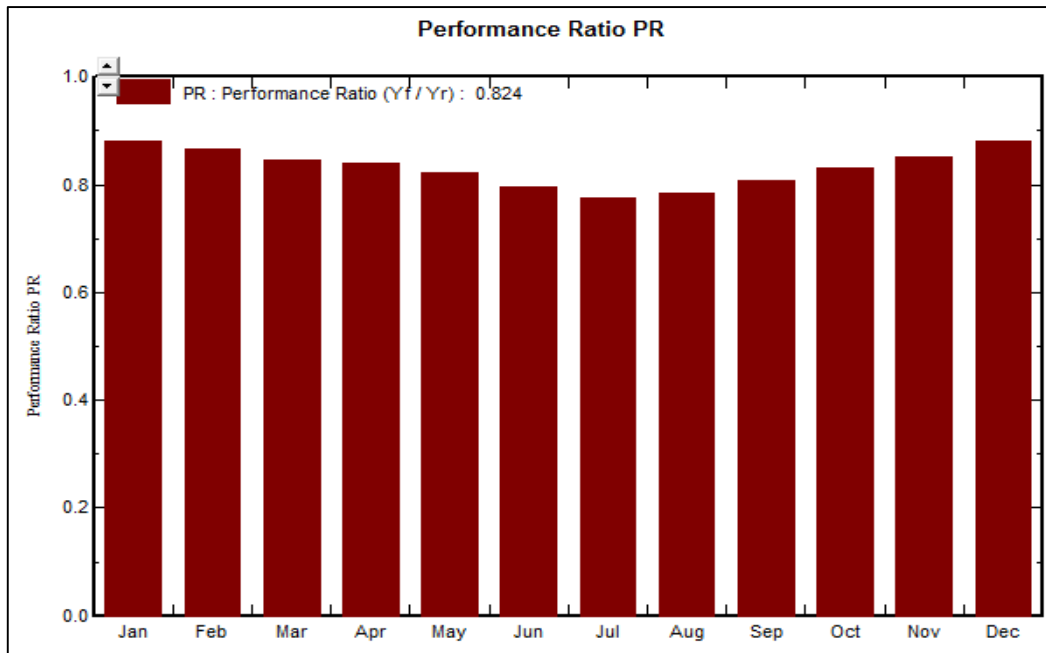


Figura 3.20 - Performance do Sistema, Opção 2 PVSYSY

Como se pode observar pelos resultados do PVSYSY, os valores da irradiação são maiores relativamente à situação com painéis fixos, o que seria de esperar visto que se trata, neste caso, de irradiação direta.

Relativamente às perdas, como a energia incidente também é elevada, as perdas são igualmente maiores do que na solução com painéis fixos.

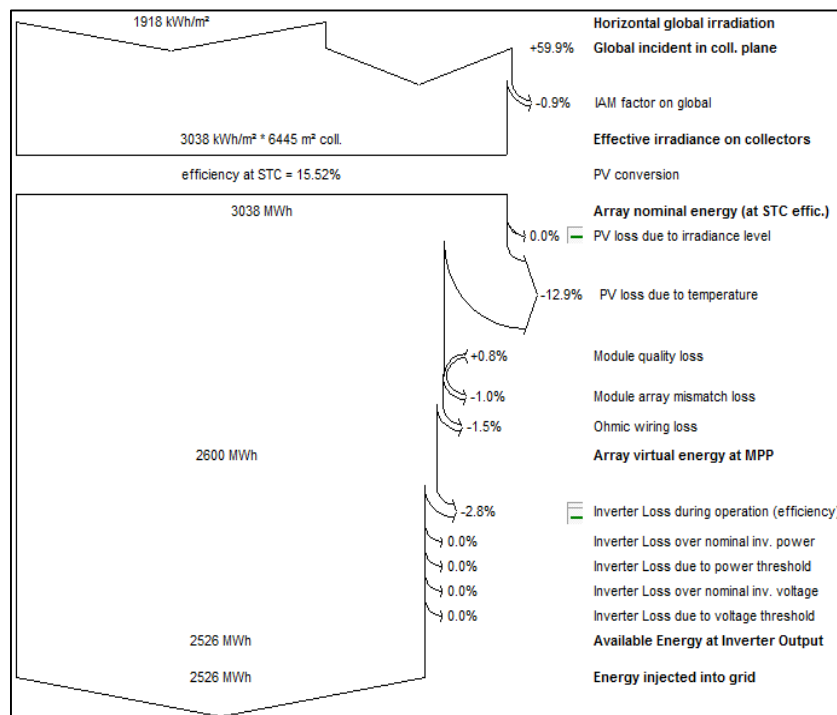


Figura 3.21 - Perdas do Sistema, Opção 2 PVSYSY

Uma vez mais foi obtida a previsão da produção anual do sistema, 2526 MWh (ver figura 3.21), o que representa um aumento de produção de 40% relativamente à opção 1. Esta análise será feita pormenorizadamente mais à frente, estabelecendo a comparação entre as duas soluções.

## 3.2 Valor do investimento nas suas componentes

Nesta parte do trabalho são detalhados os investimentos nas duas situações: parque fotovoltaico com painéis fixos e parque fotovoltaico com seguidores solares.

### 3.2.1 Parque Fotovoltaico com painéis fixos

No caso da instalação fixa, o custo dos painéis assume a maior porção de investimento, cerca de 60% do mesmo. Os inversores, o posto de transformação e a estrutura representam juntos cerca de 30% do investimento total. Na tabela 3.3, está presente um mapa de quantidades e preços para o projeto com painéis fixos.

Tabela 3.3 - Mapa de quantidades e preços para Opção 1

Designação	Quantidade	Preço total
Painéis	4000	1.116.000,00 €
Inversores	10	230.000,00 €
Fusíveis de fileira	400	1.000,00 €
Caixas de junção	50	1.250,00 €
Interrutor de corte DC	10	3.000,00 €
Interrutor de corte geral AC	1	2.000,00 €
Disjuntores AC	10	6.890,00 €
DST - descarregadores de sobretensão	11	2.200,00 €
Posto de transformação	1	100.000,00 €
Instalação/transporte	1	25.329,00 €
Terreno	17917	89.589,00 €
Estrutura	1000	150.000,00 €
cabo de string 4 mm <sup>2</sup>	26,736	11.443,00 €
cabo principal DC 6 mm <sup>2</sup>	1,05	611,10 €
cabo ramal AC 3×120 + 70	0,85	8.255,54 €
<b>Total:</b>		<b>1.747.567,64 €</b>

### 3.2.2 Parque fotovoltaico com seguidores solares

Relativamente à situação com seguidores solares, a maior parte do investimento concentra-se nos seguidores solares, cerca de 57% do total investido. O custo do terreno assume agora um peso considerável, como se pode ver na tabela 3.4. Os restantes custos mais consideráveis centram-se essencialmente nos painéis, inversores e posto de transformação (ver tabela 3.4).

Tabela 3.4 - Mapa de quantidades e preços Opção 2

Designação	Quantidade	Preço total
Painéis	4000	1.116.000,00 €
Inversores	10	230.000,00 €
Porta fusíveis	100	42,00 €
Fusíveis de fileira	100	61,00 €
Caixas de junção	20	500,00 €
Seguidores solares	500	2.500.000,00 €
Interrutor de corte DC	10	3.000,00 €
Interrutor de corte geral AC	1	2.000,00 €
Disjuntores AC	10	6.890,00 €
DST - descarregadores de sobretensão	11	2.200,00 €
Posto de transformação	1	100.000,00 €
Instalação/transporte	1	26.298,81 €
Terreno	66948,096	334.740,50 €
cabo de string 35 mm <sup>2</sup>	15,14	57.298,84 €
cabo principal DC 25 mm <sup>2</sup>	0,1	284,50 €
cabo ramal AC 3×120 + 70	0,97	9.421,03 €
<b>Total:</b>		<b>4.388.736,68 €</b>

### 3.3 Análise Económica

Nesta secção é feita uma análise económica comparativa entre as duas soluções apresentadas, por forma a seleccionar a mais rentável. O estudo é feito considerando remunerações distintas: Um primeiro cenário em que a energia é remunerada a 0.30€/kW, o que retrata a situação anterior à atual legislação, em que existiam tarifas bonificadas; Um segundo cenário em que a energia é remunerada a 0.15€/kW, ou seja, admitindo que se trata de uma instalação em autoconsumo. Serão então analisados os diferentes períodos de retorno do investimento tendo em conta quer as diferentes tarifas, quer os diferentes tipos de instalação.

A análise da tarifa bonificada (0.30€/kW) justifica-se porque, apesar da nova legislação, existem ainda projetos deste tipo para serem executados.

Nos estudos que se seguem será sempre utilizada uma taxa de juro de 5% para os respetivos investimentos.

#### 3.3.1 Parque fotovoltaico com painéis fixos

Neste caso, como se pode observar pelos valores da tabela 3.5, para uma remuneração de 0.30/kW, é conseguido o retorno do investimento em quatro anos.

Tabela 3.5 - Análise económica Opção 1 com remuneração da energia a 0.30€/kW

Ano	Renda Anual	Empréstimo	Juros	Amortização	Valor em dívida
0		1747568,503			1747568,503
1	590080	1747568,503	87378,4	502701,5749	1244866,928
2	590080	1244866,928	62243,3	527836,6536	717030,2743
3	590080	717030,2743	35851,5	554228,4863	162801,788
4	590080	162801,788	8140,09	581939,9106	-419138,1226
5	590080	-419138,1226	-20957	611036,9061	-1030175,029
6	590080	-1030175,029	-51509	641588,7514	-1671763,78
7	590080	-1671763,78	-83588	673668,189	-2345431,969
8	590080	-2345431,969	-117272	707351,5985	-3052783,568
9	590080	-3052783,568	-152639	742719,1784	-3795502,746
10	590080	-3795502,746	-189775	779855,1373	-4575357,883
11	590080	-4575357,883	-228768	818847,8942	-5394205,778
12	590080	-5394205,778	-269710	859790,2889	-6253996,066
13	590080	-6253996,066	-312700	902779,8033	-7156775,87
14	590080	-7156775,87	-357839	947918,7935	-8104694,663
15	590080	-8104694,663	-405235	995314,7332	-9100009,396
16	590080	-9100009,396	-455000	1045080,47	-10145089,87
17	590080	-10145089,87	-507254	1097334,493	-11242424,36
18	590080	-11242424,36	-562121	1152201,218	-12394625,58
19	590080	-12394625,58	-619731	1209811,279	-13604436,86
20	590080	-13604436,86	-680222	1270301,843	-14874738,7

Tabela 3.6 - Análise económica Opção 1 com remuneração da energia a 0.15€/kW

Ano	Renda Anual	Empréstimo	Juros	Amortização	Valor em dívida
0		1747568,503			1747568,503
1	276600	1747568,503	87378,4	189221,5749	1558346,928
2	276600	1558346,928	77917,3	198682,6536	1359664,274
3	276600	1359664,274	67983,2	208616,7863	1151047,488
4	276600	1151047,488	57552,4	219047,6256	931999,8624
5	276600	931999,8624	46600	230000,0069	701999,8555
6	276600	701999,8555	35100	241500,0072	460499,8483
7	276600	460499,8483	23025	253575,0076	206924,8407
8	276600	206924,8407	10346,2	266253,758	-59328,91729
9	276600	-59328,91729	-2966,4	279566,4459	-338895,3632
10	276600	-338895,3632	-16945	293544,7682	-632440,1313
11	276600	-632440,1313	-31622	308222,0066	-940662,1379
12	276600	-940662,1379	-47033	323633,1069	-1264295,245
13	276600	-1264295,245	-63215	339814,7622	-1604110,007
14	276600	-1604110,007	-80206	356805,5004	-1960915,507
15	276600	-1960915,507	-98046	374645,7754	-2335561,283
16	276600	-2335561,283	-116778	393378,0641	-2728939,347
17	276600	-2728939,347	-136447	413046,9673	-3141986,314
18	276600	-3141986,314	-157099	433699,3157	-3575685,63
19	276600	-3575685,63	-178784	455384,2815	-4031069,911
20	276600	-4031069,911	-201553	478153,4956	-4509223,407

No caso da remuneração refletir a situação de autoconsumo (ver tabela 3.6), o período de retorno do investimento aumenta como seria de esperar, uma vez que a tarifa será mais baixa. Obtém-se então um período de retorno do investimento de oito anos. O aumento do período de retorno é evidenciado na figura 3.22.

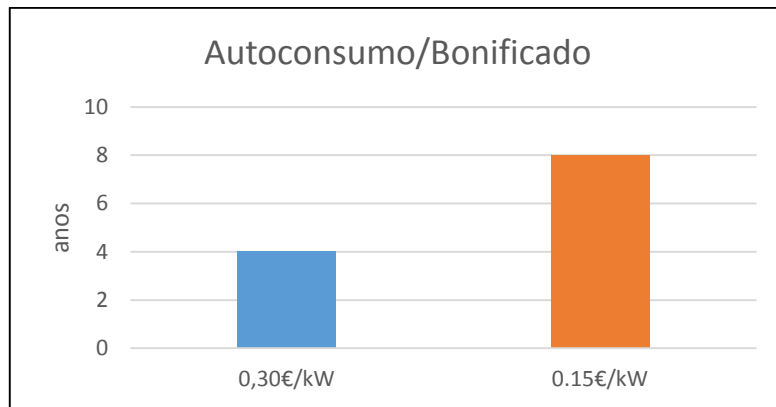


Figura 3.22 - Comparação Bonificado/Autoconsumo com painéis fixos

### 3.3.2 Parque fotovoltaico com seguidores solares

No caso da instalação com seguidores solares e sendo a energia injetada na rede remunerada a 0.30€/kW, obtém-se um período de retorno do investimento de sete anos (ver tabela 3.7).

Tabela 3.7 - Análise económica Opção 2 com remuneração da energia a 0.30€/kW

Ano	Renda Anual	Empréstimo	Juros	Amortização	Valor em dívida
0		4388736,7			4388736,656
1	808320	4388736,7	219436,8	588883,1672	3799853,488
2	808320	3799853,5	189992,7	618327,3256	3181526,163
3	808320	3181526,2	159076,3	649243,6919	2532282,471
4	808320	2532282,5	126614,1	681705,8765	1850576,594
5	808320	1850576,6	92528,83	715791,1703	1134785,424
6	808320	1134785,4	56739,27	751580,7288	383204,6954
7	808320	383204,7	19160,23	789159,7652	-405955,0698
8	808320	-405955,07	-20297,8	828617,7535	-1234572,823
9	808320	-1234572,8	-61728,6	870048,6412	-2104621,464
10	808320	-2104621,5	-105231	913551,0732	-3018172,538
11	808320	-3018172,5	-150909	959228,6269	-3977401,165
12	808320	-3977401,2	-198870	1007190,058	-4984591,223
13	808320	-4984591,2	-249230	1057549,561	-6042140,784
14	808320	-6042140,8	-302107	1110427,039	-7152567,823
15	808320	-7152567,8	-357628	1165948,391	-8318516,214
16	808320	-8318516,2	-415926	1224245,811	-9542762,025
17	808320	-9542762	-477138	1285458,101	-10828220,13
18	808320	-10828220	-541411	1349731,006	-12177951,13
19	808320	-12177951	-608898	1417217,557	-13595168,69
20	808320	-13595169	-679758	1488078,434	-15083247,12

Na tabela 3.8 (ver também figura 3.23) pode constatar-se que há um aumento muito significativo do período de retorno do investimento, na situação em que a energia é remunerada a 0.15€/kW. No caso da utilização de seguidores solares, para uma instalação

de 1MW em regime de autoconsumo, serão necessários dezoito anos para reaver o investimento.

Tabela 3.8 - Análise económica Opção 2 com remuneração da energia a 0.15€/kW

Ano	Renda Anual	Empréstimo	Juros	Amortização	Valor em dívida
0		4388736,7			4388736,656
1	378900	4388736,7	219436,8	159463,1672	4229273,488
2	378900	4229273,5	211463,7	167436,3256	4061837,163
3	378900	4061837,2	203091,9	175808,1419	3886029,021
4	378900	3886029	194301,5	184598,549	3701430,472
5	378900	3701430,5	185071,5	193828,4764	3507601,996
6	378900	3507602	175380,1	203519,9002	3304082,095
7	378900	3304082,1	165204,1	213695,8952	3090386,2
8	378900	3090386,2	154519,3	224380,69	2866005,51
9	378900	2866005,5	143300,3	235599,7245	2630405,786
10	378900	2630405,8	131520,3	247379,7107	2383026,075
11	378900	2383026,1	119151,3	259748,6963	2123277,379
12	378900	2123277,4	106163,9	272736,1311	1850541,248
13	378900	1850541,2	92527,06	286372,9376	1564168,31
14	378900	1564168,3	78208,42	300691,5845	1263476,725
15	378900	1263476,7	63173,84	315726,1637	947750,5618
16	378900	947750,56	47387,53	331512,4719	616238,0899
17	378900	616238,09	30811,9	348088,0955	268149,9943
18	378900	268149,99	13407,5	365492,5003	-97342,50594
19	378900	-97342,506	-4867,13	383767,1253	-481109,6312
20	378900	-481109,63	-24055,5	402955,4816	-884065,1128

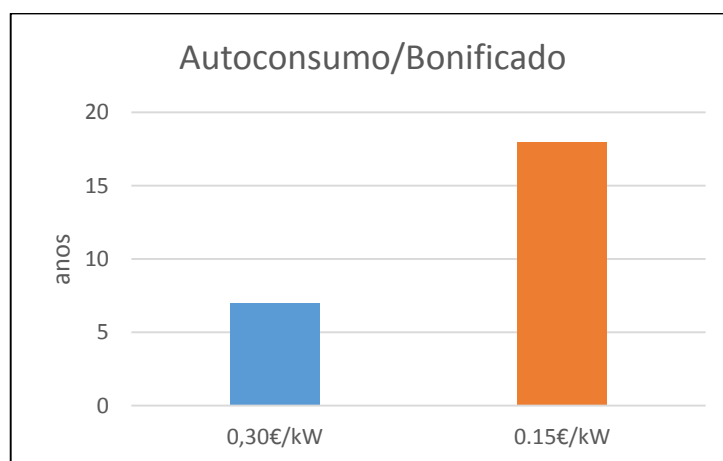


Figura 3.23 - Comparação Bonificado/Autoconsumo com seguidores solares

### 3.4 Posto de transformação elevador

O posto de transformação é dimensionado admitindo que se trata de uma instalação em autoconsumo e que o parque fotovoltaico se situa a dois quilómetros do local de

consumo. A ilustração do esquema elétrico é apresentada na figura 3.22. Trata-se de um PT de potência 1.25MVA.

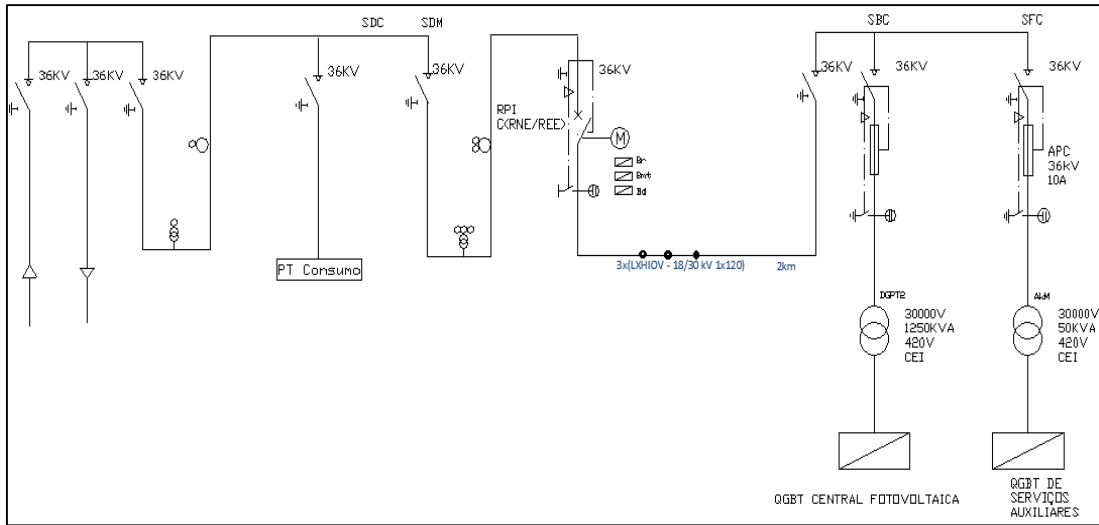


Figura 3.24 - Esquema elétrico do MCBA

Na figura seguinte é possível observar o esquema unifilar do QGBT do posto de transformação, onde são ligados os dez inversores.

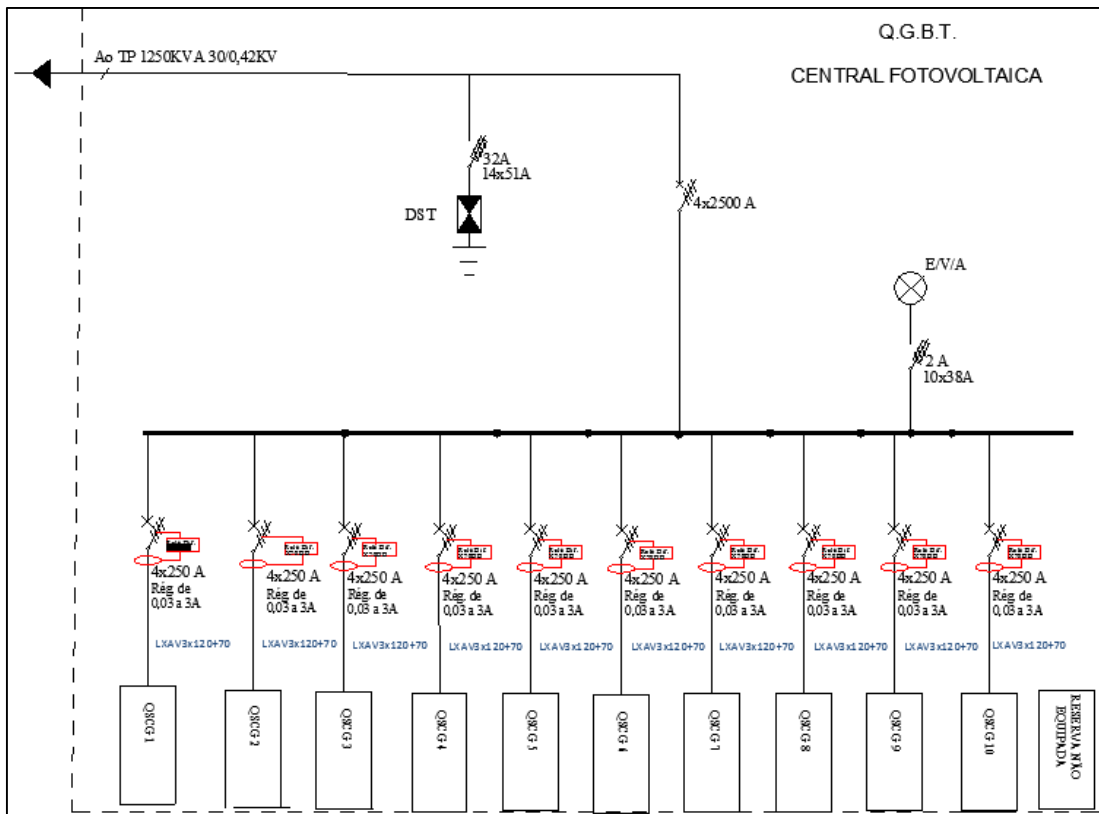


Figura 3.25 - Quadro geral de baixa tensão do PT

### 3.5 Dimensionamento do cabo de Média Tensão

Para o dimensionamento do cabo de média tensão assumir-se-á que este tem um comprimento de 2 quilómetros. O cabo será igual para as duas opções de projeto.

A corrente no transformador (lado de média tensão) pode ser calculada pela expressão:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_{MT}} \quad (3.21)$$

Em que:

S: Potência do transformador, 1.25MVA;

$U_{MT}$ : Tensão do transformador do lado de média, 30kV;

No nosso caso, obtém-se um valor de 24.05A para a corrente no lado de média tensão. Utilizando uma tabela de fabricante (Cabelte) para cabos de média tensão, conclui-se que será necessário um cabo LXHIOV 3×50mm<sup>2</sup> 18/30 kV.

### 3.6 Conclusões e análise comparativa entre as duas opções

#### 3.6.1 Área necessária

No que diz respeito à área necessária para implementação do parque fotovoltaico, esta difere muito com a utilização de painéis fixos ou seguidores solares. Como foi ilustrado no ponto 3.1.2.5, para a implementação dos painéis fixos seriam necessários 1.79 hectares. No caso de serem utilizados seguidores solares, como se pode ver no ponto 3.1.3.4, seriam necessários 6.7 hectares. Esta diferença entre áreas é significativa e justifica-se porque, com seguidores, há que evitar os sombreamentos.

#### 3.6.2 Produção anual

Em termos de produção anual, chega-se à conclusão que, a utilização de seguidores solares, permite um aumento da produção anual na ordem dos 40%. Importa referir que estes valores dependem do local da instalação, uma vez que, em locais pouco irradiados pelo sol, a solução de painéis fixos pode apresentar-se como mais viável uma vez que

permite a captação de irradiação difusa, ao contrário dos seguidores solares, que apenas captam irradiação direta.

### 3.6.3 Investimento necessário e o seu retorno

Comparando as duas opções, verifica-se que, o investimento requerido pela instalação com seguidores solares, é cerca de 2.5 vezes superior à solução com painéis fixos. Assumindo que se trata de uma instalação ao abrigo da anterior legislação (tarifas bonificadas), a solução com seguidores solares, apesar de aumentar o período de retorno do investimento em cerca de três anos relativamente aos painéis fixos, revela-se vantajosa nos anos posteriores. Isto acontece devido ao facto da energia anual produzida ser maior, implicando um retorno anual consideravelmente maior.

Por outro lado, se assumirmos que se trata de uma instalação em regime de autoconsumo (energia remunerada a 0.15€/kW), a solução com painéis fixos é, sem dúvida, a mais favorável. Como se pode observar pelas tabelas 3.7 e 3.8, o período de retorno do investimento aumenta de forma acentuada com a utilização de seguidores solares. Como a poupança/lucro anual é muito menor devido à inexistência de tarifas bonificadas, é também muito difícil tornar viável um investimento tão elevado como aquele que uma solução com seguidores solares acarreta.

## Capítulo 4

# Aplicação computacional DimSOLAR

Esta aplicação foi desenvolvida no âmbito da realização da tese de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Trata-se de uma aplicação que permite efetuar uma abordagem simplificada (mas muito útil) no âmbito da (potencial) realização de investimentos em potência fotovoltaica. Por ser de fácil utilização, é direcionada essencialmente para os investidores/consumidores e não para os projetistas.

A ideia fundamental é conferir ao consumidor - mesmo que não esteja familiarizado com os conceitos eletrotécnicos inerentes a uma instalação fotovoltaica - a possibilidade de simular o seu investimento. Desta forma, o utilizador pode perceber a dimensão do projeto e a partir daí decidir se é interessante ou não avançar com o mesmo.

A linguagem de programação utilizada para a criação do programa foi o *Visual Basic*, servindo-se de uma base de dados realizada em *Excel*.

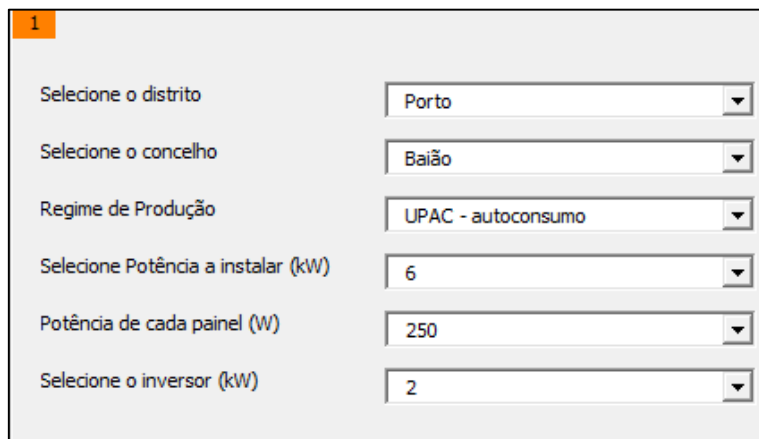
## 4.1 Menu geral

The screenshot shows the DimSOLAR software interface. It is divided into four main sections, numbered 1 through 4. Section 1 (top left) is for installation characterization, with dropdown menus for district, municipality, production regime, installed power, panel power, and inverter. Section 2 (bottom left) is for calculating the number of panels and inverters, and optimal panel inclination for annual, winter, and summer production. Section 3 (top right) is for economic data input, including self-consumption percentage, interest rate, and optional energy consumption and prices. Section 4 (bottom right) displays results such as annual energy production, annual savings, total investment, and payback period. A 'Limpar' (Clear) button is at the bottom right. An illustration of a person with a question mark is on the left side of the interface.

Figura 4.1 - Menu geral do programa

Como é possível constatar pela observação da figura 4.1, o programa consta de quatro partes distintas: Na primeira parte é feita a caracterização da instalação; Na segunda parte são obtidos resultados relativos às quantidades de painéis e inversores necessários e ainda à inclinação ótima dos painéis; Na terceira parte, inserem-se alguns dados necessários para a análise económica; Na quarta, e última parte, é possível obter a estimativa da energia anual produzida, a poupança ou lucro anual, a estimativa do investimento total assim como o período de retorno do investimento. Nesta secção é ainda possível obter um gráfico do retorno do investimento, onde é possível verificar o montante em dívida no início de cada ano. Por último, o programa permite ainda obter o resumo da solução escolhida. Todas estas funcionalidades serão explicadas pormenorizadamente de seguida, sendo apresentadas todas as expressões e procedimentos que servem de base ao cálculo dos resultados apresentados.

## 4.2 Parte 1 - Caracterização da instalação

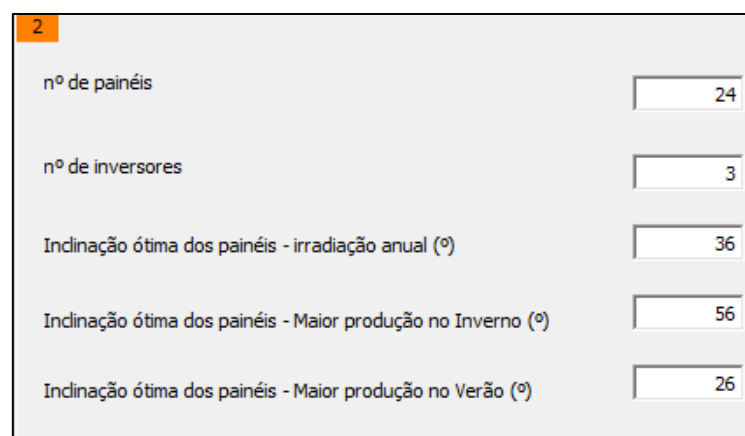


1	Selecione o distrito	Porto
	Selecione o concelho	Baião
	Regime de Produção	UPAC - autoconsumo
	Selecione Potência a instalar (kW)	6
	Potência de cada painel (W)	250
	Selecione o inversor (kW)	2

Figura 4.2 - Parte 1 do DimSOLAR

Na primeira parte (ver exemplo de interface na figura 4.2) deve ser indicado o local da instalação; para tal, foi elaborada uma base de dados com todos os distritos e concelhos de Portugal. De seguida deve ser indicado o regime de produção, autoconsumo ou pequena produção, ou seja uma UPAC ou uma UPP. Relativamente à potência a instalar, foi também criada uma base de dados com valores distintos para que o utilizador possa seleccionar a potência adequada à sua instalação. Uma boa prática será consultar a fatura energética, verificar a potência contratada e escolher uma potência igual ou inferior, no caso de ser uma UPAC. Na escolha do painel importa referir que quanto maior for a sua potência maior será a sua eficiência. A potência do inversor ou dos inversores terá de ser menor ou igual à potência a instalar.

## 4.3 Parte 2 - Quantidades



2	nº de painéis	24
	nº de inversores	3
	Inclinação ótima dos painéis - irradiação anual (°)	36
	Inclinação ótima dos painéis - Maior produção no Inverno (°)	56
	Inclinação ótima dos painéis - Maior produção no Verão (°)	26

Figura 4.3 - Parte 2 do DimSOLAR

Na parte 2 (ver exemplo de interface na figura 4.3), obtém-se o número de painéis e inversores necessários para a potência a instalar anteriormente selecionada. Os cálculos efetuados para a obtenção são baseados nas expressões seguintes.

$$N^{\circ}_{\text{painéis}} = \frac{\text{Potência a instalar}}{\text{Potência de cada painel}} \quad (4.1)$$

$$N^{\circ}_{\text{Inversores}} = \frac{\text{Potência a instalar}}{\text{Potência de cada inversor}} \quad (4.2)$$

Para além disso é apresentada a inclinação ótima dos painéis variando com a maior necessidade de energia, no Verão ou no Inverno, ou então a inclinação que tem em conta um consumo equilibrado durante todo o ano. Este tipo de abordagem pode ter um interesse especial em casos, por exemplo, de hotéis sazonais, conseguindo-se desta forma projetar uma maior produção para o período de maior necessidade na instalação. Estas diferentes inclinações têm a ver com a variação da altura solar ao longo do ano. Assim sendo, são estabelecidas como ótimas as seguintes inclinações:

$$\text{Inclinação}_{\text{Verão}} = \text{Latitude} - 15^{\circ} \quad (4.3)$$

$$\text{Inclinação}_{\text{Inverno}} = \text{Latitude} + 15^{\circ} \quad (4.4)$$

$$\text{Inclinação}_{\text{anual}} = \text{Latitude} - 5^{\circ} \quad (4.5)$$

#### 4.4 Parte 3 - Dados necessários para a análise económica

3	
Percentagem de energia autoconsumida (%)	85
Taxa de juro - Empréstimo para investimento (%)	0
Facultativo	
Energia consumida anualmente na instalação (MWh)	
Preço da energia autoconsumida (€/kW)	0,15
Remuneração da energia injetada na rede - UPP (€/kW)	-

Figura 4.4 - Parte 3 do DimSOLAR

Na terceira parte do programa 2 (ver exemplo de interface na figura 4.4), dever ser inserida a percentagem de energia autoconsumida na instalação, sendo o excedente injetado na rede. Esta informação é relevante apenas quando se trata de uma UPAC e terá influência na poupança/lucro anual. O valor desta percentagem irá variar, dependendo se

se trata de uma instalação doméstica ou empresarial, sendo que esta última irá depender muito das características do funcionamento da mesma. Relativamente à taxa de juro, a correspondente célula será preenchida, apenas, em casos em que esteja previsto contrair empréstimo para o investimento. Esta taxa terá influência no período de retorno do investimento. Existem ainda, nesta parte, três campos facultativos onde é possível inserir a energia anual consumida na instalação já existente, se for o caso, assim como alterar o preço da energia autoconsumida e o valor a que é remunerada a energia injetada na rede pelas UPP.

## 4.5 Parte 4 - Produção obtida e análise económica

Estimativa de Energia anual produzida (MWh)	9,22
Estimativa de Renda/Poupança anual (€)	1 210,13
Estimativa de Investimento total (€)	9 720,00
Período de retorno do investimento (anos)	9

Figura 4.5 - Parte 4 do DimSOLAR

É nesta última parte do programa (ver exemplo de interface na figura 4.5), onde são apresentados os resultados relativos à energia produzida pela instalação, a estimativa de renda/poupança anual, o investimento, assim como o período de retorno do investimento. A estimativa de energia anual produzida é feita com base nas seguintes fórmulas:

$$E_{pV} = I_{rr} \times A_{pV} \quad (4.6)$$

$$E_{ideal} = E_{pV} \times \eta \quad (4.7)$$

$$E_{real} = E_{ideal} \times ID \quad (4.8)$$

Em que:

$E_{pV}$  - Irradiação anual coletada pelo gerador

$I_{rr}$  - Irradiação anual que incide em cada unidade de área

$A_{pV}$  - Área da superfície total do gerador

$E_{ideal}$  - Energia ideal produzida num ano

$E_{\text{real}}$  - Energia realmente produzida pelo gerador fotovoltaico

$\eta$  - Eficiência do módulo fotovoltaico

ID - índice de desempenho

Na base de dados está presente a irradiação referente a cada concelho, o que permite que seja feito o cálculo da energia produzida anualmente para cada um desses concelhos de Portugal.

No que diz respeito à renda/poupança anual, esta é calculada de duas formas distintas, dependendo do regime de produção. No caso das UPAC, a renda anual é calculada remunerando a 0.15€/kW a energia autoconsumida e a 0.025€/kW a energia injetada na rede. No caso das UPP a renda é calculada remunerando a 0.09€/kW a energia injetada na rede.

O investimento total é calculado através da atribuição de preços aos equipamentos por kW de potência instalada, preços esses obtidos por consulta de fabricantes ou, na falta de dados mais precisos, por estimativa.

O período de retorno do investimento é calculado após a realização dos fluxos de caixa tendo em conta a taxa de juro inserida pelo utilizador e a renda/poupança anual.

Nesta última secção é ainda possível obter o gráfico do retorno do investimento, onde é também possível perceber o montante em dívida no início de cada ano. O gráfico obtido é o mostrado na figura 4.6.



Figura 4.6 - Gráfico de retorno do investimento, DimSOLAR

De referir que o programa disponibiliza, ainda, um pequeno ecrã com o resumo da solução escolhida, ou seja, no fundo organiza toda a informação que foi sendo inserida

pelo utilizador desde a parte 1, mais aqueles resultados que foram sendo calculados. O referido ecrã é ilustrado na figura 4.7, para um exemplo:

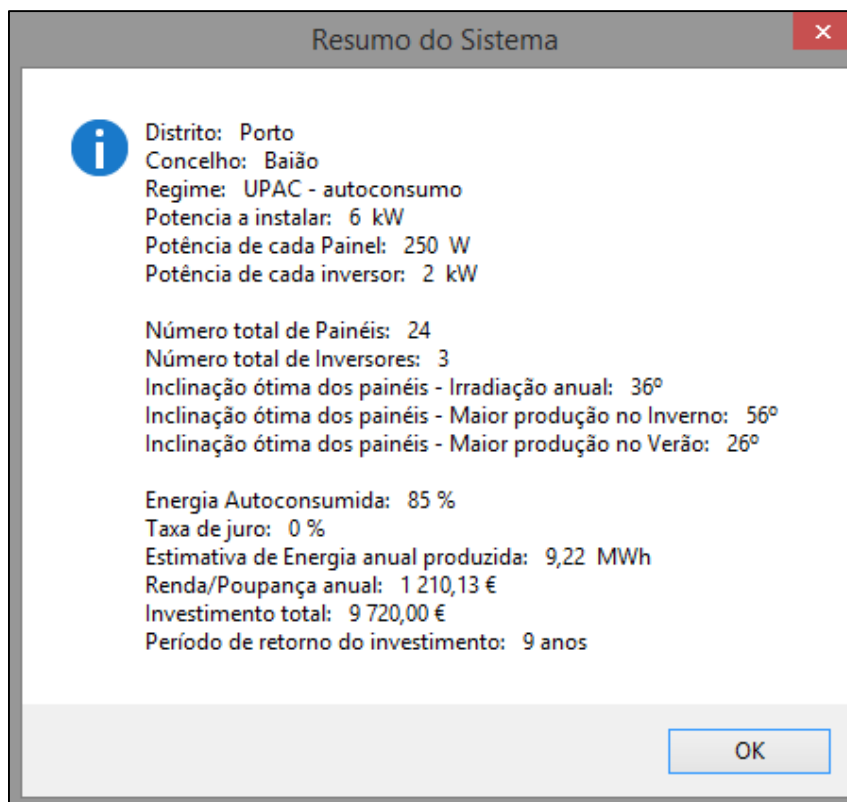


Figura 4.7 - Resumo do sistema, DimSOLAR

## 4.6 Previsão e Correção de erros

Por forma a evitar que sejam cometidos erros na introdução de dados (por parte dos potenciais utilizadores), ou mesmo nas soluções obtidas, foram incluídas rotinas corretoras, as quais têm em conta certas restrições técnicas, bem como as restrições previstas no Decreto-lei nº 153 de 2014, de 20 de Outubro. Vejamos algumas das situações que estão nestas circunstâncias.

### 4.6.1 Potência da UPP menor que 250 kW

O decreto-lei 153 de 2014 não permite unidades de pequena produção com potência instalada superior a 250kW e como tal, caso o utilizador insira um valor superior, o programa não o permitirá, emitindo uma mensagem de erro (ver figura 4.8).

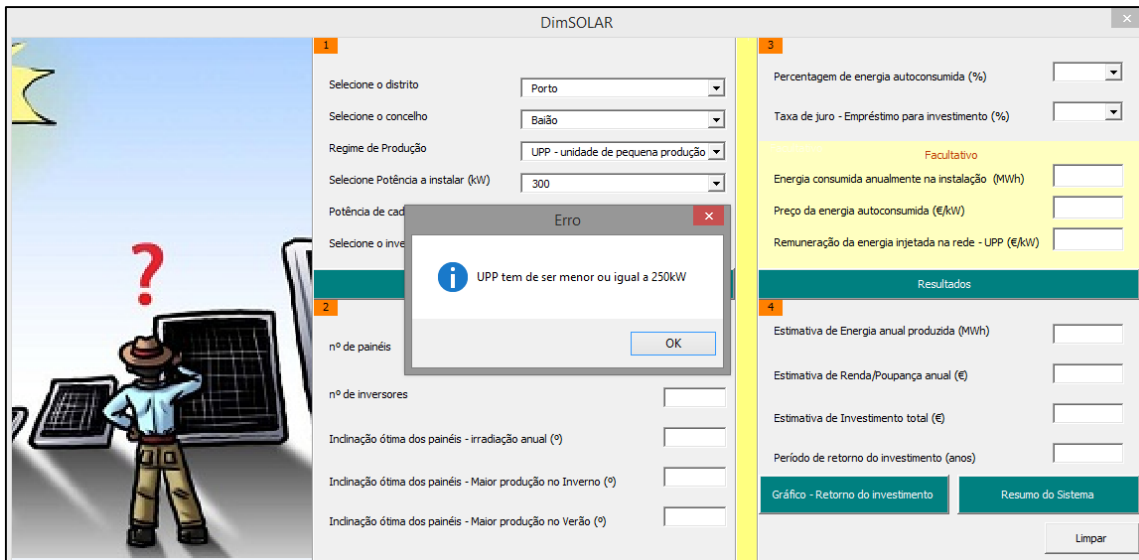


Figura 4.8 - Erro na potência da UPP, DimSOLAR

#### 4.6.2 Inversor sobredimensionado

Outro erro previsto é o sobredimensionamento do inversor. Em termos técnicos as consequências não seriam problemáticas, no entanto, isso iria provocar um aumento desnecessário na estimativa do valor do investimento total. Assim, após a inserção de uma potência exagerada para o inversor, o programa mostra uma mensagem de erro (ver figura 4.9), mantendo o valor (a necessitar de correção) a vermelho enquanto o utilizador não o alterar.

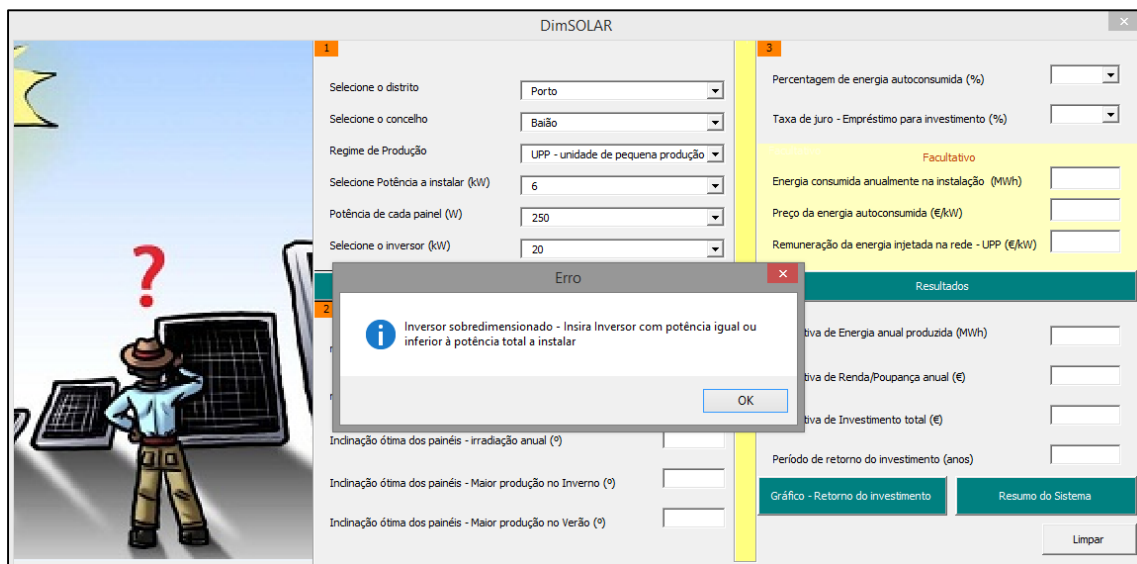


Figura 4.9 - Inversor sobredimensionado, DimSOLAR

### 4.6.3 Energia autoconsumida na UPP

No caso de se tratar do regime de UPP, a energia produzida é injetada na rede na sua totalidade pelo que o programa não permite inserir a percentagem de energia autoconsumida, mostrando uma mensagem de erro (ver figura 4.10) - caso o operador pretenda inserir um valor não nulo - e colocando de seguida o valor a zero.

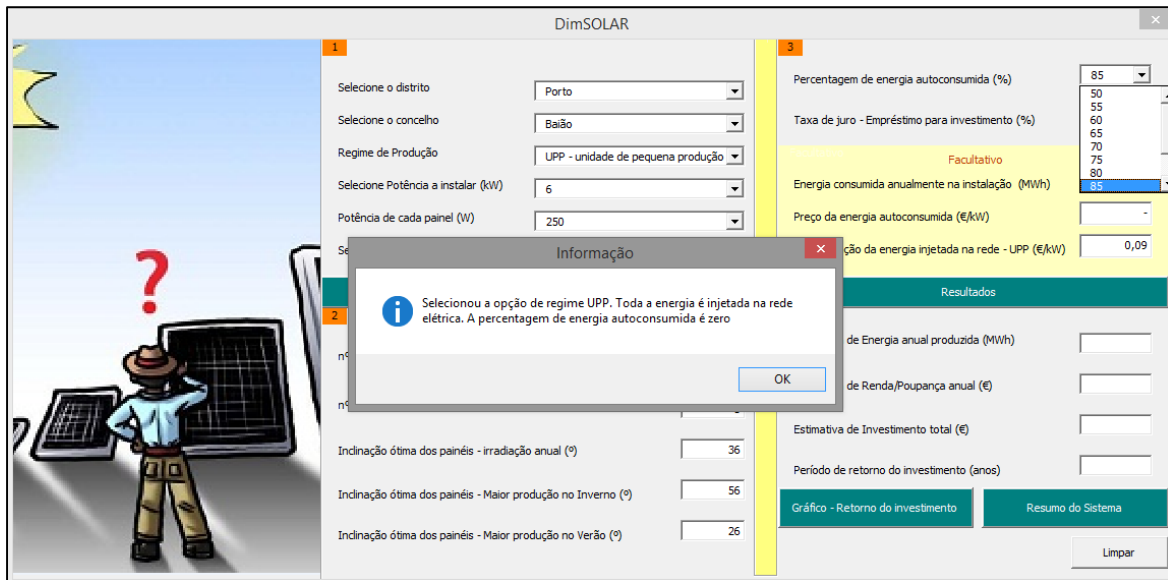


Figura 4.10 - Erro na energia autoconsumida no regime de UPP, DimSOLAR

### 4.6.4 Preenchimento obrigatório de todos os campos

Quando o operador não preencher todos os campos necessários, por exemplo, se premir o botão calcular antes de preencher todos os espaços da secção 1, o programa emite uma mensagem de erro. A mensagem apresentada é ilustrada na figura 4.11.

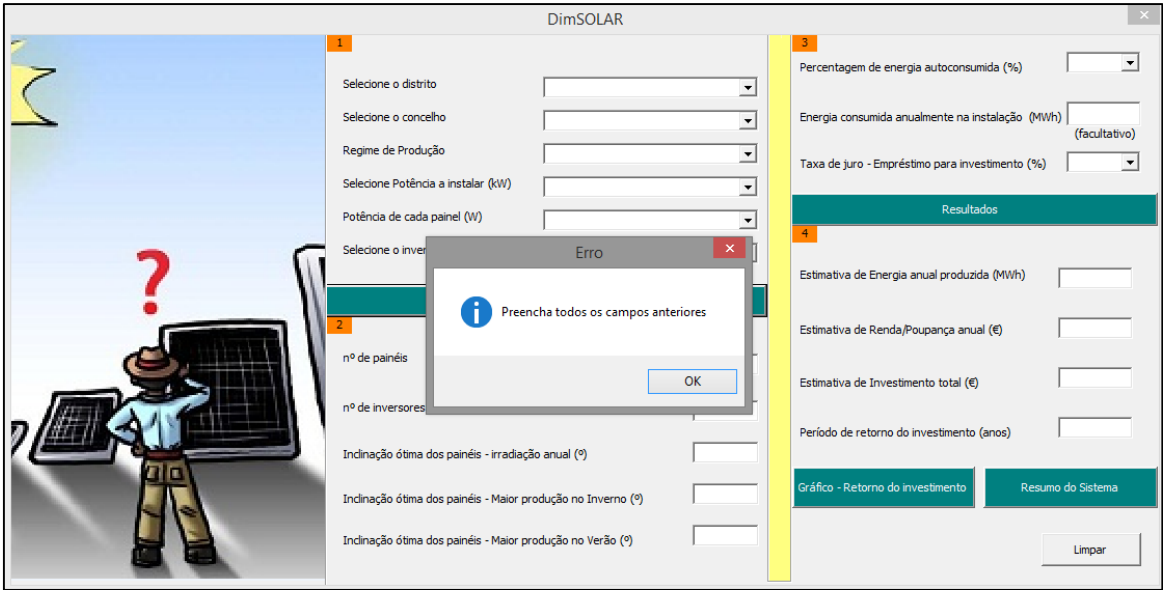


Figura 4.11 - Preenchimento de campos obrigatórios

## Capítulo 5

# Caraterização de uma Instalação Real

### 5.1 Parque Fotovoltaico em Martinlongo, Alcoutim

Nesta parte do trabalho é feita a caraterização de um parque fotovoltaico, situado em Alcoutim, Faro. Trata-se de um parque designado por Martinlongo 3, com 1 MW de potência instalada, no qual a Matelfe Instalações S.A realizou a ligação à média tensão.

A central possui um posto de transformação com 1.25 MVA de potência e o monobloco utilizado foi o MCBA (monobloco compacto em betão armado) da Matelfe (ver figura 5.1).

Na apresentação deste caso prático é dado especial realce à instalação elétrica de média tensão, sendo a apresentação dos esquemas elétricos mais relevantes, complementada por um registo fotográfico.



Figura 5.1 - MCBA, Alcoutim 19/05/2015

### 5.1.1 Ligação dos inversores ao QGBT

O esquema do quadro geral de baixa tensão está ilustrado na figura 5.2. Trata-se do quadro que agrega todos os quadros de inversores. Como se pode ver pela figura, existem sete quadros parciais que agregam, por sua vez, um conjunto de inversores.

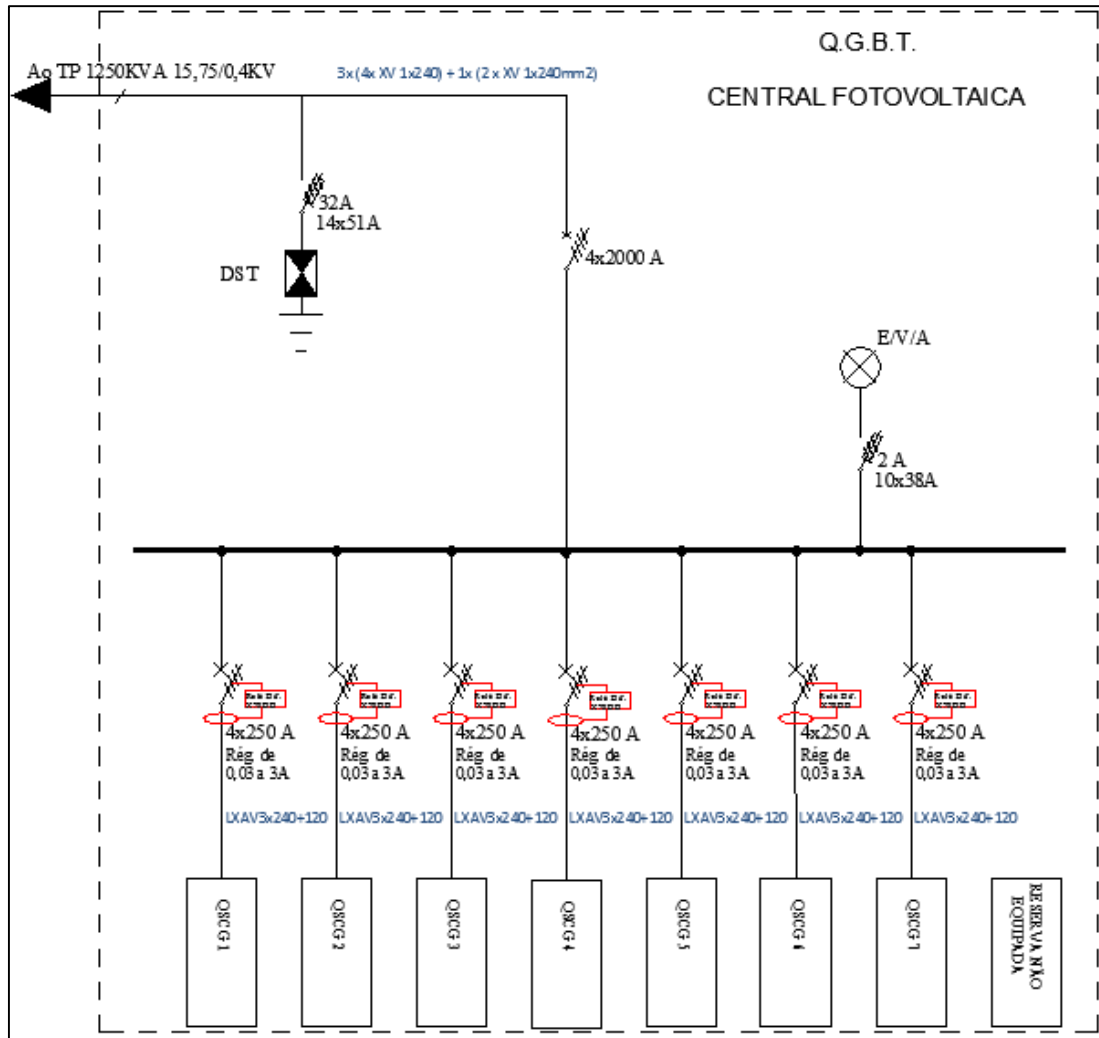


Figura 5.2 - Esquema do QGBT

Na figura 5.3 é possível observar o QGBT real. Como se pode constatar, estão presentes as ligações dos sete quadros parciais assim como as respetivas proteções. A proteção de cada quadro é feita por disjuntores diferenciais 4x250A reguláveis de 0,03 a 3A.



Figura 5.3 - QGBT, Alcúitim 19/05/2015

### 5.1.2 QGBT de serviços auxiliares

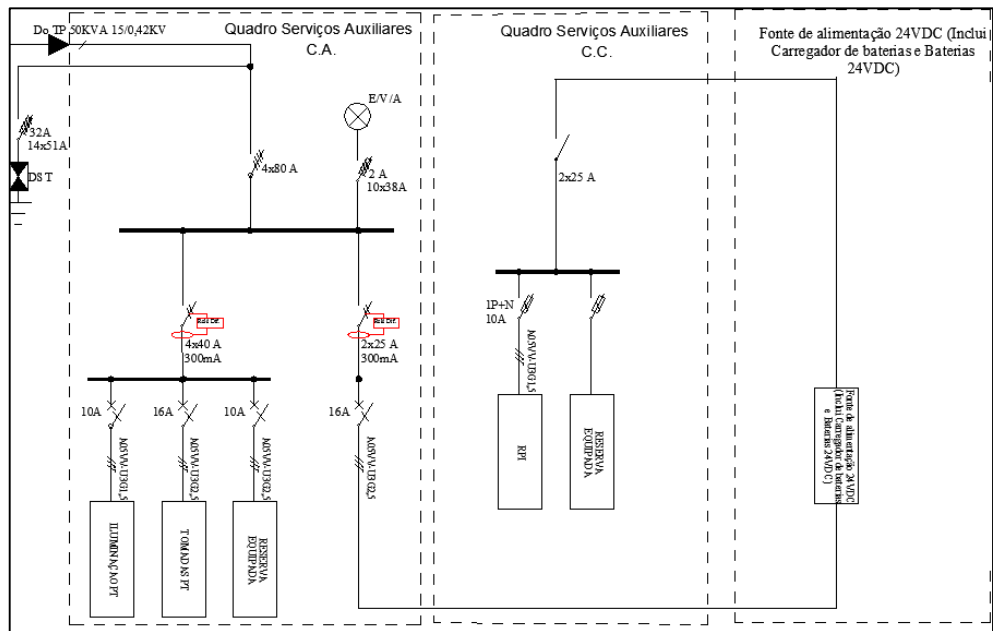


Figura 5.4 - Esquema do QGBT de Serviços auxiliares



Figura 5.5 - QGBT de serviços auxiliares, Alcoutim 19/05/2015

### 5.1.3 Esquemas Eléctricos Gerais e Aparelhagem MT

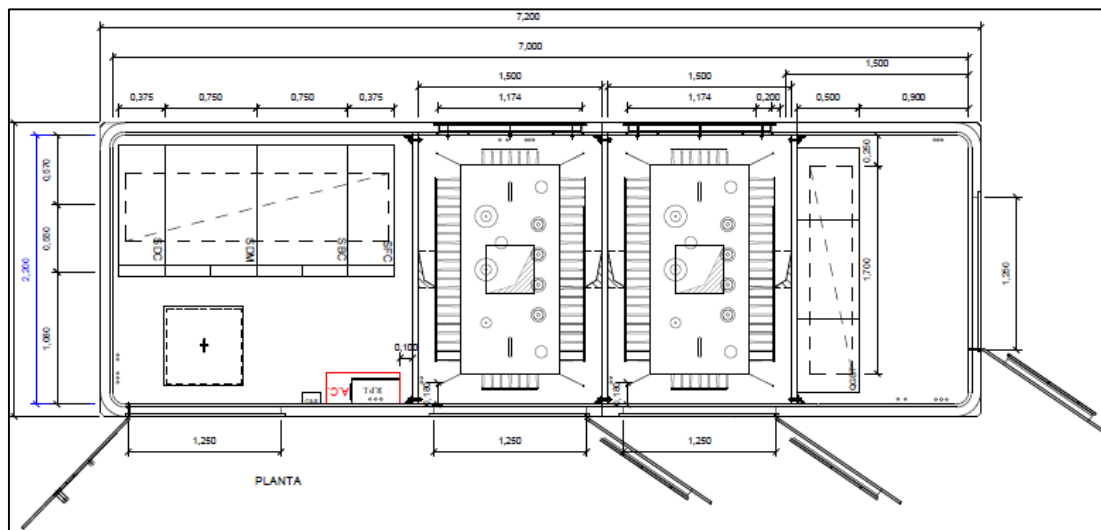


Figura 5.6 - Planta do MCBA

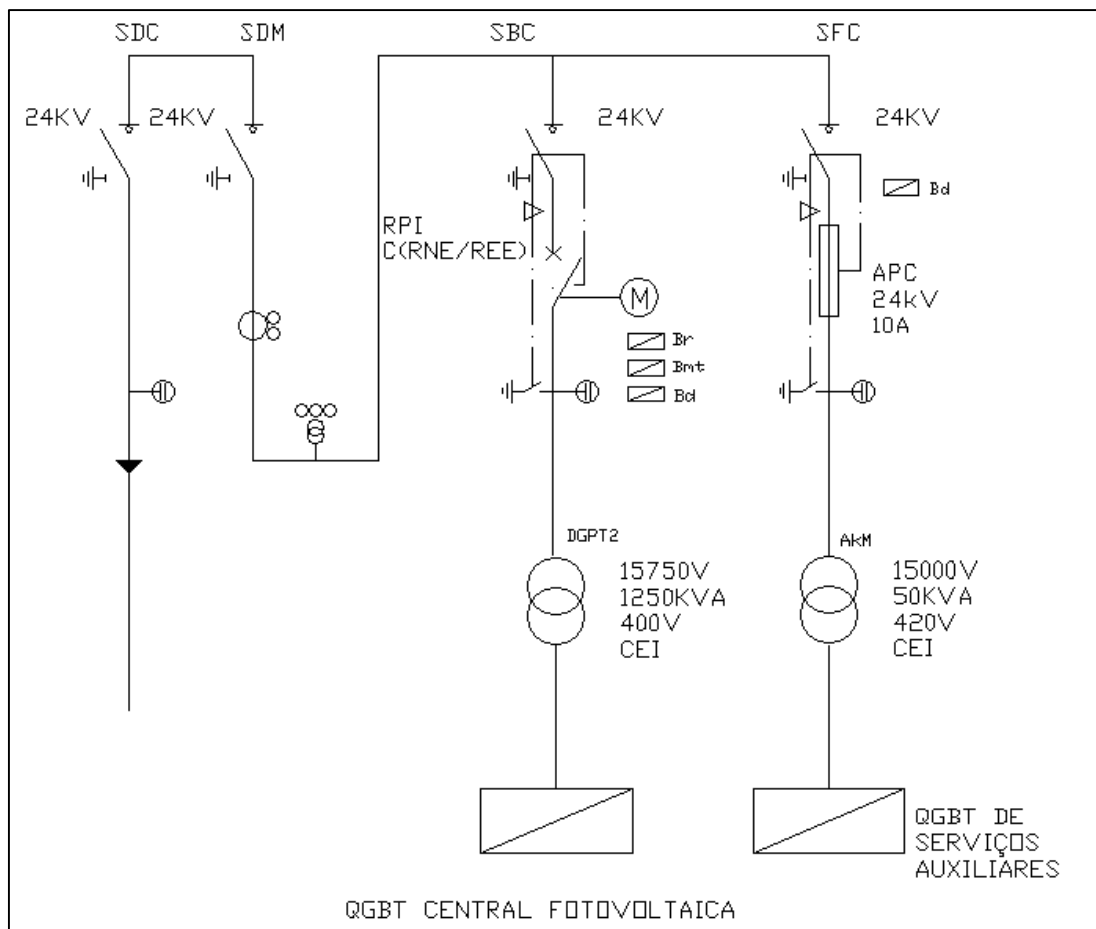


Figura 5.7 - Esquema elétrico do MCBA

O monobloco instalado é um MCBA-1T-7000-4P de 24kV da MATELFE, homologado pela EDP D, o qual possui as dimensões adequadas para receber todos os equipamentos previstos e para permitir o seu correto funcionamento e operação.

O posto de transformação e de seccionamento é constituído por 3 compartimentos, a saber:

- Compartimento a 15 kV, com a chegada de linha do Distribuidor, contagem da produção e do consumo (com 3 TI's de duplo enrolamento e 3 TT's de triplo enrolamento) proteção por disjuntor do transformador da produção, proteção por ruptofusível do transformador de serviços auxiliares, caixa de contagem de energia bidirecional, relé de proteção da interligação (RPI) e comutador de RNE e REE, quadro de baixa tensão, fonte de alimentação dos circuitos auxiliares de corrente alternada e corrente contínua (220 V AC e a 24V DC);
- Compartimento do Transformador de 1250 KVA / 15,75-0,4 KV equipado com um relé do tipo DGPT2.

- Compartimento do Transformador de 50 KVA / 15-0,42 KV equipado com um termómetro do tipo AKM.



Figura 5.8 - Celas do monobloco, Alcoutim 19/05/2015

Relativamente à aparelhagem de Média Tensão, o PT possui um compartimento de chegada da linha da EDP a 15,75 KV, contagem da produção e do consumo, deteção de sinais do RPI e proteção do PT da produção. Basicamente temos as seguintes celas:

-Uma cela com interruptor-seccionador na entrada do Distribuidor e uma cela de medida do PT da produção. A tensão de serviço é de 15,75 KV, a corrente de serviço é de 50 A, o poder de corte é de 21 KA, a intensidade em regime permanente é de 630 A, a tensão estipulada de 15 KV, e as tensões de ensaio de 50 KV (nível de isolamento à terra e entre fases).

-Uma cela de contagem onde serão instalados três TT's de 17,5 KV com as seguintes características - Primário  $15000/\sqrt{3}$  V, três secundários -  $100/\sqrt{3}$  V - 10 VA classe 0,5 (contagem);  $100/\sqrt{3}$  V - 10 VA classe 0,5 (3P) (alimentação do relé de proteção da interligação);  $100/3$  V - 10 VA classe 3P (proteção homopolar), três TI's de 17,5 KV com as seguintes características - Primário 50 A e dois enrolamentos secundários de 50 A - 2,5VA classe 0,5 ext120 (contagem) e 50 A - 10 VA classe 5Pext120 (alimentação do relé de proteção da interligação).

-Uma cela com disjuntor, que incorpora um disjuntor de corte em SF<sub>6</sub> em série com um seccionador de três posições (Ligado, seccionado e ligado à terra). A tensão de serviço é de 15,75 KV, a corrente de serviço é de 100 A, o poder de corte é de 21 KA, a intensidade em regime permanente é de 630 A, a tensão estipulada de 24 KV, e as tensões de ensaio de 52,5 KV (nível de isolamento à terra e entre fases). A cela disjuntora apresenta as seguintes características - Barramento tripolar isolado em SF<sub>6</sub> de 630 A; Interruptor-seccionador em SF<sub>6</sub> de 3 posições (Fechado/Aberto/Terra); Um comando motorizado a 24 V DC; Disjuntor tripolar de corte no vácuo (0-0,3s-FA-15s-FA); Bobina de disparo 24V DC (associado ao relé de proteção da interligação e ao relé do tipo DGPT2); Bobina de mínima tensão 24 V DC (associado à fonte de alimentação de 24 V DC); Bloco de contactos auxiliares; Contador de manobras; Indicadores de presença de tensão; Travessias para ligação de cabos e tulipas laterais para extensão; Coletor de terra; Encravamentos mecânicos por fechaduras RONNIS com chave associada à fechadura de acesso ao compartimento do transformador e à cela de contagem, assegurando assim a impossibilidade de aceder a esses equipamentos na presença de tensão.

A interligação da cela de entrada/corte à cela disjuntor é realizada através de Barramentos em cobre com tomadas enfiçáveis.

Relativamente ao Transformador da Produção (ver figura 5.9), ele é constituído por um transformador a óleo isento de PCB's de 1250 KVA, 15750 V  $\pm$  5%  $\pm$  2,5% / 400 V, 50 Hz, norma CEI, enrolamentos Dyn11, que possui na sua cuba um relé do tipo DGPT2 - controlo de pressão ajustável de 100 a 500 mbar e regulado para 250 mbar, controlo de temperatura ajustável entre os 30 °C e os 120 °C e regulado para 90 °C. Este relé está associado à bobine de disparo do disjuntor, sendo alimentado através da fonte de alimentação estabilizada a 24 V DC.



Figura 5.9 - Transformador de 1.25 MVA, Alcoutim 19/05/2015

Na figura 5.10 pode ver-se uma fotografia do relé de proteção da interligação (RPI), o qual apresenta as seguintes características:

Funções de medida (Intensidade nas fases e neutro, Tensões simples e compostas, Potência ativa e reativa, Fator de potência, Intensidade máxima e Potência máxima); Funções de motorização e registo (Sincronização horária, Registo cronológico de sucessos e falhas, Histórico de medidas máximas e mínimas); Funções de proteção (Sobreintensidade de fases, funções de tensão, Sobretensão homopolar, Funções de potência); Comunicações (Protocolo programável RS485); Funções de osciloperturbografia;



Figura 5.10 - RPI, Alcouthim 19/05/2015

Entretanto, no que se refere às Terras (ver figura 5.11), existem as terras de serviço da produção, as terras de serviço dos serviços auxiliares e as terras de proteção.



Figura 5.11 - Terras de serviço e proteção, Alcouthim 19/05/2015



Figura 5.12 - Contador Itrón

O contador utilizado na instalação é o Itrón SL 7000 SMART (ver figura 5.12). Trata-se de um contador de quatro quadrantes, ou seja o contador é bidirecional e consegue contar todas as combinações de importação e exportação de energia ativa e reativa, o que se revela essencial devido à obrigatoriedade do controlo de injeção e absorção de energia reativa. É possível perceber este fenómeno pormenorizadamente na figura 5.13.

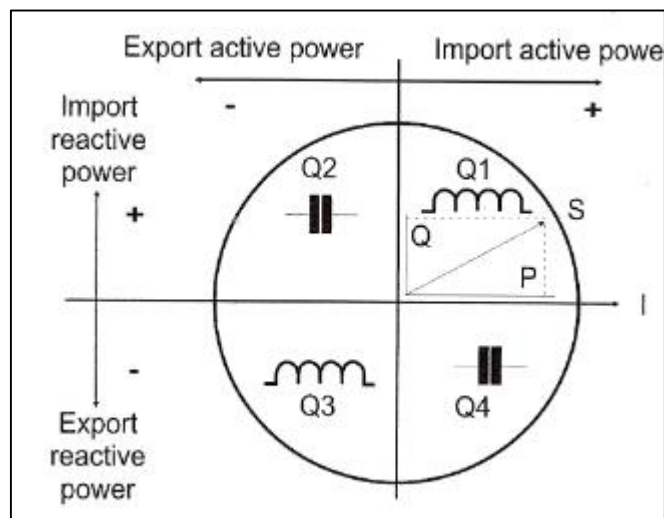


Figura 5.13 - Medição nos quatro quadrantes

#### 5.1.4 Constituintes do parque fotovoltaico

Nesta secção é incluído um registo fotográfico que pretende apresentar os constituintes mais importantes do parque fotovoltaico.



Figura 5.14 - Seguidor solar, Alcoutim 19/05/2015



Figura 5.15 - Inversor DC/AC, Alcoutim 19/05/2015

Relativamente à figura 5.15, de notar que os inversores utilizados no parque são da marca SMA e possuem uma potência de 15 kW.

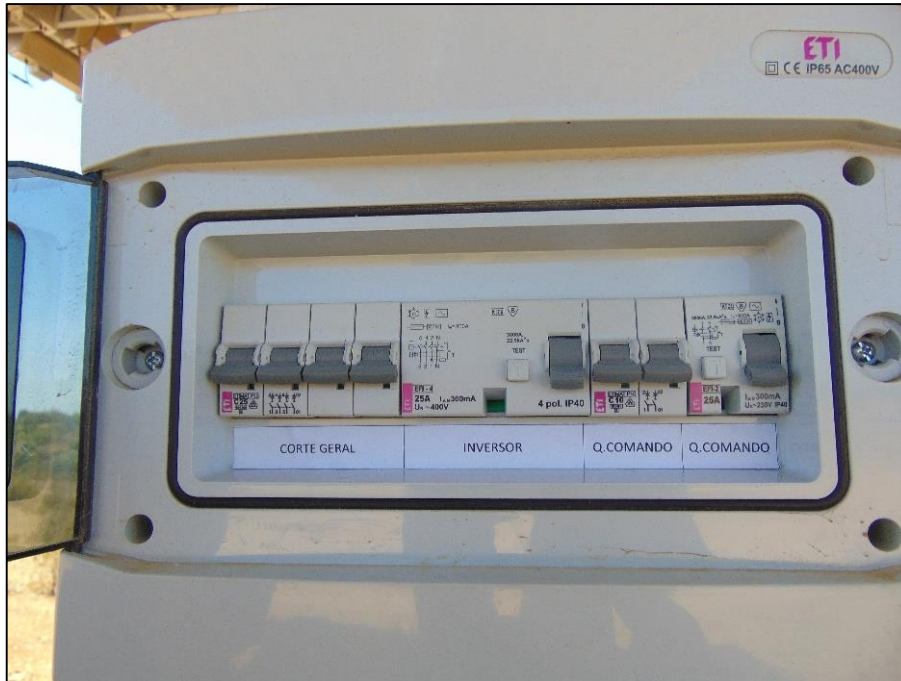


Figura 5.16 - Quadro de cada inversor, Alcoutim 19/05/2015

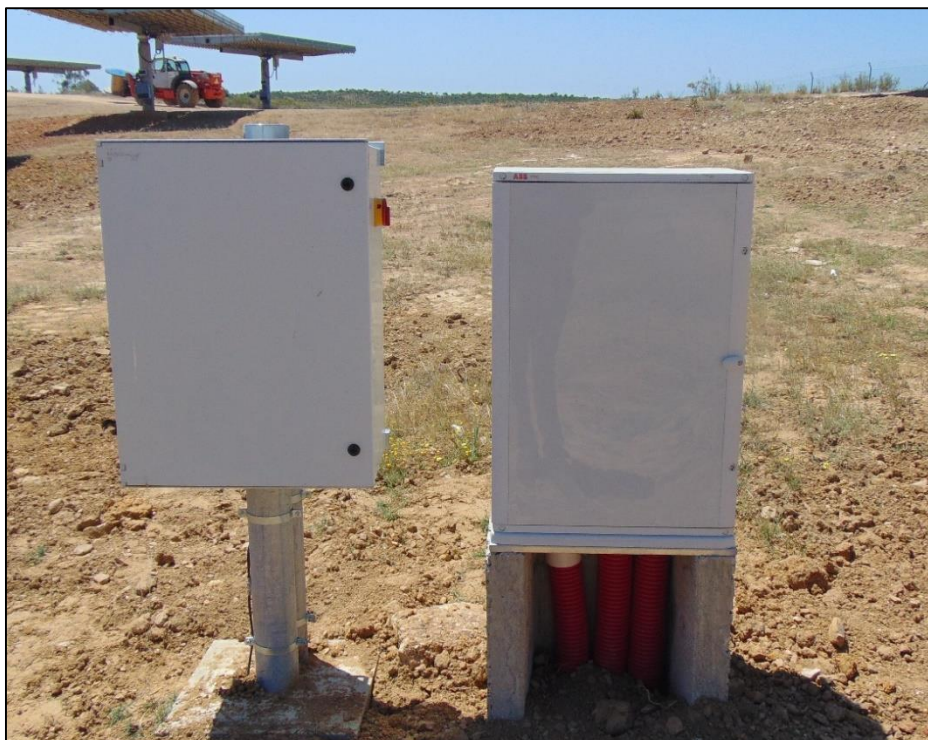


Figura 5.17 - Quadro de controlo (esquerda) e quadro parcial (direita), Alcoutim 19/05/2015

Relativamente ao Quadro de Controlo (fig.5.17), trata-se de um quadro parcial que permite a junção de vários inversores para posterior ligação ao QGBT do posto de transformação. O quadro de controlo serve para fazer o comando dos inversores e dos seguidores solares. O quadro de controlo irá permitir a monitorização de todo o parque fotovoltaico.



Figura 5.18 - Parte interior do quadro de controlo e quadro parcial, Alcoutim 19/05/2015

# Capítulo 6

## Perspetivas Futuras

### 6.1 Armazenamento de Energia

Uma das grandes revoluções que se perspectiva no setor energético, nos anos mais próximos, será o aparecimento de soluções viáveis para o armazenamento de energia, tendo em conta o surgimento recente da bateria POWERWALL da TESLA.

Trata-se de uma bateria adequada para o sector doméstico, permitindo armazenar energia proveniente de painéis solares ou mesmo armazenar energia fornecida pela rede elétrica em horas de vazio, podendo depois ser utilizada nas horas em que a energia é mais cara. Permite ainda uma independência da instalação relativamente à rede, em situações de quebra de continuidade de serviço.

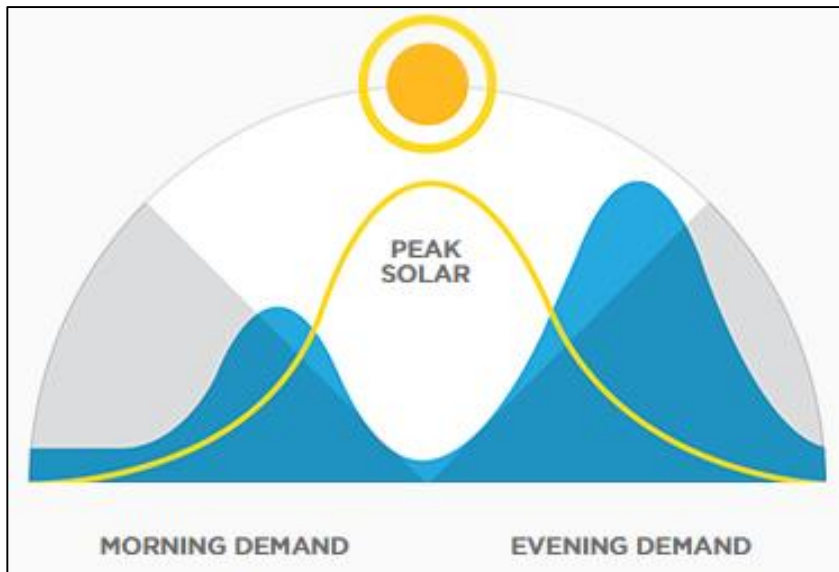


Figura 6.1 - Ciclo diário de consumo, TESLAMOTORS 2015

Geralmente, uma habitação doméstica gasta mais energia de manhã e à noite (ver figura 6.1). Nas horas de maior incidência solar, a energia é muitas vezes vendida à rede e comprada novamente à noite a um preço superior. Este processo tem duas grandes desvantagens: Uma delas é económica, ou seja, é vendida energia à rede para ser comprada posteriormente a preços superiores; A outra desvantagem é de cariz ambiental uma vez que, como o consumo é maior à noite e já não existe energia solar, a energia solicitada às centrais convencionais será muito maior, aumentando as emissões de dióxido de carbono.

Assim sendo, as baterias podem preencher esta lacuna no diagrama de cargas de uma habitação, permitindo armazenar a energia durante o dia, para consumir à noite.

A marca (TESLA) lançou duas versões da bateria, com capacidades diferentes, uma com 7 kWh, para aplicações de ciclos diários e outra de 10 kWh, para aplicações de reserva.

Na figura 6.2 estão ilustradas as características das baterias.

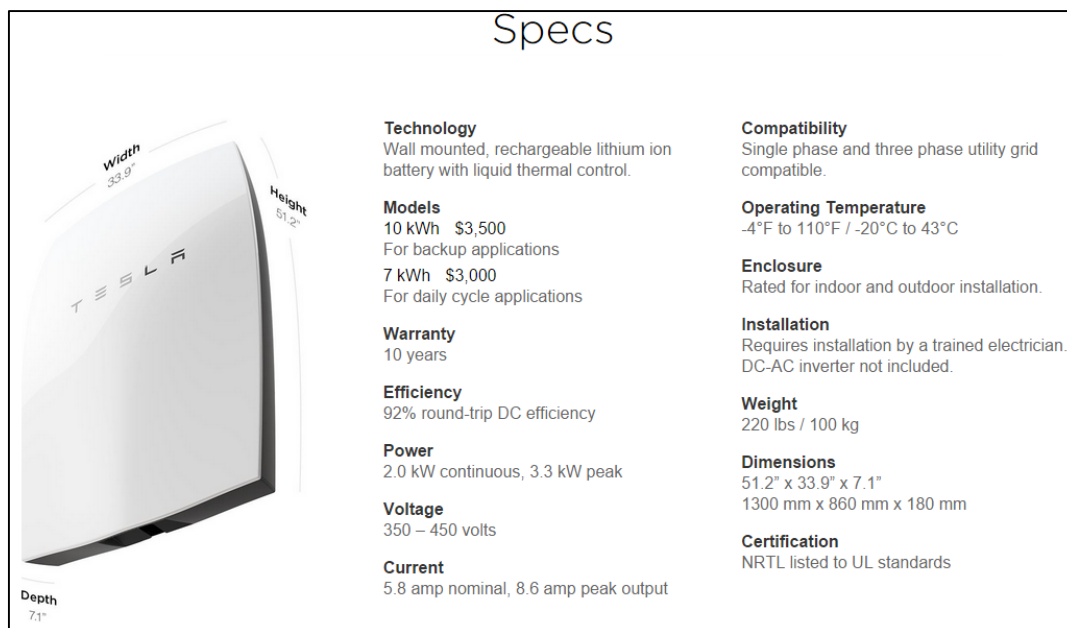


Figura 6.2 - Características da POWERWALL, TESLAMOTORS 2015

Com o surgimento destas baterias, prevêem-se mexidas significativas no mercado energético. Segundo o CEO da empresa (TESLA), Elon Musk, foram já reservadas 38 mil unidades da Powerwall e 2.800 pacotes de energia, estes últimos destinados a empresas e serviços que exigem um gasto de energia maior. Segundo o CEO da empresa, e passamos a citar, "A procura tem sido esmagadora. Esperamos que a maior parte das nossas vendas seja para utilidades na indústria", referindo-se ao fato de o equipamento ter sido pensado inicialmente para companhias e não para consumidores individuais, embora estes sejam de grande importância para a entidade. Ainda de acordo com Elon Musk, o número de pedidos foi de tal forma elevado que novos compradores interessados em adquirir uma bateria *Powerwall* terão que esperar pouco mais de um ano até conseguir efetuar uma nova reserva.

Assim sendo, é possível que, brevemente a realidade do setor energético comece a sofrer grandes alterações. Trata-se de tecnologia que pode trazer ainda mais viabilidade aos investimentos fotovoltaicos, colmatando as necessidades de consumo nas horas em que não existe produção solar.

# Capítulo 7

## Conclusões

A realização deste trabalho permitiu retirar conclusões interessantes, acerca da realidade atual do setor fotovoltaico. Entretanto, o facto de a tese ser desenvolvida em ambiente empresarial contribuiu para uma melhor perceção do mundo real de trabalho, assim como para adquirir conhecimentos importantes em temas importantes para o futuro profissional.

Relativamente à situação de Portugal, no que à produção fotovoltaica diz respeito, constata-se que, tendo em conta as excelentes condições solares de que dispõe, seria expectável uma maior aposta neste setor. Comparando as condições solares de Portugal com um país como a Alemanha por exemplo, esta possui um valor muito superior de potência fotovoltaica instalada, mesmo não beneficiando de condições solares propícias.

No que respeita a legislação, nomeadamente aquela relativa ao autoconsumo, ela possui ainda lacunas que suscitam algumas dúvidas. Isto acontece porque se trata de legislação muito recente, não regulamentada e portanto, potenciando o surgimento de situações concretas sem resposta. Uma das situações é a injeção zero, ou seja, autoconsumo sem injeção do excedente na rede.

Em relação ao tarifário inerente à nova legislação, pode concluir-se o seguinte: Nas UPP (injeção direta na rede), a tarifa deixou de ser aliciante e portanto é muito provável que existam muito poucas instalações deste tipo, no futuro. No caso do autoconsumo, admitindo que foi atingida a paridade de rede, ele pode ser muito interessante, principalmente para empresas cujo horário de trabalho permita aproveitar toda a energia produzida pela instalação fotovoltaica. Isto é importante porque a injeção do excedente na rede é remunerada a um valor muito baixo, não compensando, portanto, produzir em excesso para injetar na rede. Constatou-se, ainda, que as tarifas bi e tri-horária são aquelas que melhor se conjugam com o regime de autoconsumo.

Uma das conclusões mais importantes deste trabalho é relativa ao custo benefício deste tipo de investimento. Se no regime de tarifas bonificadas não havia dúvidas de que o investimento era viável, em regime de autoconsumo já não é assim tão trivial tirar essa conclusão. Através das análises económicas realizadas foi possível perceber que, para painéis fixos, o regime de autoconsumo consegue um retorno de investimento dentro do que seria aceitável. No entanto, para instalações com seguidores solares, cujo investimento é muito mais elevado, a viabilidade do mesmo pode ser colocada em causa. Constata-se, ainda, que um parque com seguidores solares necessita de uma área consideravelmente superior à necessária com a tecnologia fixa, devido às distâncias mínimas para evitar sombreamentos.

Refira-se, por fim, que o surgimento recente de baterias, com custo relativamente reduzido, permitindo o armazenamento de energia nas horas sem sol, poderá vir a revolucionar todo o setor energético fotovoltaico.

# Referências

- [1] *apisolar*. s.d. <http://www.apisolar.pt/pt/energia-solar-fotovoltaica/politicas-publicas-legislacao>. 25 de fevereiro de 2015.
- [2] *APREN*. s.d. [http://www.apren.pt/fotos/editor2/4.6.1\\_electricity\\_prices\\_for\\_domestic\\_consumers\\_2013.jpg](http://www.apren.pt/fotos/editor2/4.6.1_electricity_prices_for_domestic_consumers_2013.jpg). 20 de março de 2015.
- [3] “areanatejo.” s.d. [http://www.areanatejo.pt/upload/infoUteis/DL\\_682002\\_Autoconsumo.pdf](http://www.areanatejo.pt/upload/infoUteis/DL_682002_Autoconsumo.pdf). 20 de fevereiro de 2015.
- [4] *CERTIEL*. s.d. [http://www.certiel.pt/web/certiel/instalacoes\\_fotovoltaicas](http://www.certiel.pt/web/certiel/instalacoes_fotovoltaicas). 14 de abril de 2015.
- [5] *CERTIEL*. s.d. [https://www.certiel.pt/c/document\\_library/get\\_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100](https://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100). 5 de abril de 2015.
- [6] *Critical Kinetics*. s.d. <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/autoconsumo.html>. 10 de abril de 2015.
- [7] *CTCV SOLAR*. s.d. [http://www.ctcv.pt/pdf/flyer\\_fotovoltaicos\\_triptico.pdf](http://www.ctcv.pt/pdf/flyer_fotovoltaicos_triptico.pdf). 17 de abril de 2015.
- [8] *DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia*. s.d. [www.dgeg.pt](http://www.dgeg.pt). 18 de Março de 2015.
- [9] *EDP*. s.d. <http://www.edp.pt/pt/fornecedores/seguranca/normaselegislacao/Pages/NormasLegislacao.aspx>. 15 de março de 2015.
- [10] *EDPSU*. s.d. <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasBTNate20.7kVA.aspx>. 12 de abril de 2015.
- [11] *EPIA European Photovoltaic Industry Association*. s.d. <http://www.epia.org/>. 20 de Março de 2015.
- [12] *ERSE*. s.d. <http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosabermais/qualidadedeservico/queue/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. 2 de maio de 2015.
- [13] “Global Market Outlook.” s.d. *EPIA*. [http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/44\\_epia\\_gmo\\_report\\_ver\\_17\\_mr.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/44_epia_gmo_report_ver_17_mr.pdf). 10 de março de 2015.

- [14] “Guia prático de instalações de microprodução.” s.d. *CERTIEL*. [https://www.certiel.pt/c/document\\_library/get\\_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100](https://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100). 5 de março de 2015.
- [15] “instituto ideal.” s.d. <http://institutoideal.org/wp-content/uploads/2014/05/BSW.pdf>. 10 de março de 2015.
- [16] “Ligação de clientes de baixa tensão.” s.d. *ESTGV*. [http://www.elect.estgv.ipv.pt/dep/elect/lie/index\\_ficheiros/suporte\\_ficheiros/P\\_rojecto\\_ins\\_elect/complementos/edp\\_NormasligaoBT.pdf](http://www.elect.estgv.ipv.pt/dep/elect/lie/index_ficheiros/suporte_ficheiros/P_rojecto_ins_elect/complementos/edp_NormasligaoBT.pdf). 15 de abril de 2015.
- [17] *Lobo Solar*. s.d. [http://www.lobosolar.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=36&Itemid=2](http://www.lobosolar.com/index.php?option=com_content&task=view&id=36&Itemid=2). 27 de fevereiro de 2015.
- [18] “Manual de ligações à rede elétrica do serviço público.” s.d. *EDP*. 23 de fevereiro de 2015.
- [19] *noticiasaminuto*. s.d. [http://www.noticiasaminuto.com/tech/388233/nova-bateria-da-tesla-esgotada-ate-meio-2016?utm\\_source=rss-tech&utm\\_medium=rss&utm\\_campaign=rssfeed](http://www.noticiasaminuto.com/tech/388233/nova-bateria-da-tesla-esgotada-ate-meio-2016?utm_source=rss-tech&utm_medium=rss&utm_campaign=rssfeed). 28 de Maio de 2015.
- [20] “NREL.” s.d. <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54714.pdf>. 25 de março de 2015.
- [21] Pereira, Filipe Alexandre de Sousa. e Manuel Ângelo Sarmiento Oliveira. *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. Publindústria, 2011.
- [22] *Portal da Energias Renováveis*. s.d. [http://www.energiasrenovaveis.com/BibliotecaListagem.asp?ID\\_BBconteudos=27&ID\\_area=21&ID\\_BBarea=3](http://www.energiasrenovaveis.com/BibliotecaListagem.asp?ID_BBconteudos=27&ID_area=21&ID_BBarea=3). 26 de março de 2015.
- [23] “Portaria 15/2015, de 23 de Janeiro.” (s.d.).
- [24] “Prestenergia.” s.d. <http://www.prestenergia.com/ficheiros/conteudos/files/Autoconsumo.pdf>. 2 de abril de 2015.
- [25] *Wikienergia*. s.d. [http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Energia\\_solar\\_foi\\_a\\_mais\\_instalada\\_na\\_Europa\\_em\\_2011](http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Energia_solar_foi_a_mais_instalada_na_Europa_em_2011). 12 de março de 2015.
- [26] Decreto-lei nº 312/2011 de 10 de Dezembro. D.R. Série A.
- [27] Decreto-lei nº 25/2013 de 19 de Fevereiro. D.R. 1ª Série nº 35.
- [28] Decreto-lei nº 33-A/2005 de 16 de Fevereiro. D.R. 1ª Série A.
- [29] Decreto-lei nº34/2011 de 8 de Março D.R. 1ª Série nº47.
- [30] Decreto-lei nº 68/2002 de 25 de Março. D.R. 1ª Série A.
- [31] Decreto-lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro. D.R. 1ª Série nº 207.

- [32] Decreto-lei nº 132-A/2010 de 21 de Dezembro. D.R. 1ª Série nº 245.
- [33] Decreto-lei nº 168/99 de 18 de Maio. D.R. 1ª Série A.
- [34] Decreto-lei nº 189/88 de 27 de Maio. D.R. 1ª Série A.
- [35] Decreto-lei nº 215-B/2012 de 8 de Outubro. D.R. 1ª Série nº 194.
- [36] Decreto-lei nº 225/2007 de 31 de Maio. D.R. 1ª Série nº 105.
- [37] Decreto-lei nº 313/95 de 24 de Novembro. D.R. 1ª Série A.
- [38] Decreto-lei nº 339-C/2001 de 29 de Dezembro. D.R. 1ª Série nº 300.
- [39] Decreto-lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. D.R. 1ª Série nº 211.
- [40] Decreto-lei nº 153/2014 de 20 de Outubro. D.R. 1ª série - nº 202
- [41] Portaria nº 596/2010 de 30 de Julho.
- [42] Portaria nº 14/2015 de 23 de Janeiro.
- [43] Portaria nº 15/2015 de 23 de Janeiro.

# Anexo A - Normas, Regulamentos e Guias

## Normas

### Módulos Fotovoltaicos

- IEC 61215 - Módulos Fotovoltaicos de Silício Cristalino;
- IEC 61646 - Módulos Fotovoltaicos de Película Fina;
- IEC 62108 - Módulos Fotovoltaicos de Concentração;
- IEC 61701 - Testes de corrosão em módulos fotovoltaicos;

### Qualidade da Energia entregue à Rede

- NP EN 50 160 - características da onda de tensão de alimentação na instalação do cliente em Baixa Tensão (BT);
- IEEE 1159 - Recomendações práticas para monitorização da qualidade de potência;

### Ligação à Rede

- IEEE 1547 - Interligação de geração distribuída à rede;
- EN 50438 - Requisitos para a conexão de microgeradores em paralelo com as redes de distribuição de baixa tensão;

### Instalações em Baixa Tensão

- IEC 60364-7-712 - Instalações elétricas nos edifícios - requisitos para instalações ou localizações especiais - sistemas solares fotovoltaicos;

### Normas de Segurança

- CEI 479-1 e 479-2: 1994 - Efeitos da corrente elétrica sobre o corpo humano;
- CEI 529, 1989 -1 - Índices de proteção dos invólucros dos equipamentos e materiais elétricos;

- CEI 536, 1976 - Classificação dos equipamentos elétricos quanto à proteção contra choques elétricos, em caso de defeito de isolamento;
- EN 50110-1, 1996 - Trabalhos em instalações elétricas;

#### **Normas/Legislação EDP**

- DRE-C11-610/N - Trabalhos em Tensão;
- Manual de Ligações à Rede Elétrica de Serviço Público;
- DMA-C44-501N - Contadores de energia elétrica;
- DMA-C42-550/N - Transformadores de medida;

#### **Regulamentos/Guias**

- Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de Edifícios e Entradas (R.S.I.C.E.E.);
- Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão (R.S.R.D.E.E.B.T.);
- RSIUEE - Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétrica (Decreto-Lei nº 740/74, de 26/12);
- RRD - Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria nº 596/2010);
- RRT - Regulamento da Rede de Transporte (Portaria nº 596/2010);
- Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica;
- RARI - Regulamento de Acesso à Rede e às Interligações;
- RTIEBT - Regras Técnicas das instalações elétricas de baixa tensão;
- Regulamento de Relações Comerciais

- Guia Técnico para a instalação de Pára-Raios em edifícios e outras estruturas;

## Anexo B - Código VB do DimSOLAR

```
Private Sub autoconsumida_Click()  
  
    If Regime = "UPP - unidade de pequena produção" Then  
  
        MsgBox "Selecionou a opção de regime UPP. Toda a energia é injetada na rede elétrica.  
A percentagem de energia autoconsumida é zero", vbInformation, "Informação"  
        autoconsumida.Value = 0  
    End If  
  
End Sub  
  
Private Sub Calcular_Click()  
  
    If distrito.Text = Empty Or concelho.Text = Empty Or potenciatal.Text = Empty  
        Or potenciapanel.Text = Empty Or Regime.Text = Empty  
        Or inversor.Text = Empty Then  
  
        MsgBox "Preencha todos os campos anteriores", vbInformation, "Erro"  
  
    Else  
  
npaineis.Text = Math.Round((potenciatal.Text * 1000) / (potenciapanel.Text), 2)  
  
ninversores.Text = Math.Round((potenciatal / inversor), 2)
```

```

' Erro para inversores com potências superiores à potência total
]   If (nInversores < 1) Then
]       MsgBox "Inversor sobredimensionado - Insira Inversor com potência igual
]       ou inferior à potência total a instalar", vbInformation, "Erro"
]       inversor.ForeColor = &HFF&
]   Else
]       inversor.ForeColor = &H0&
]   End If

'inclinação ótima
'Anual
linha = 2
Do Until Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = ""

]   If Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = concelho Then
]       inclinação = (Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 4)) - 5
]       linha = linha + 1
]   Else
]       linha = linha + 1
]   End If
Loop

'Maior produção no Inverno
linha = 2
Do Until Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = ""

]   If Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = concelho Then
]       Inverno = (Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 4)) + 15
]       linha = linha + 1
]   Else
]       linha = linha + 1
]   End If
Loop

```

```

'Maior produção no Verão
linha = 2
Do Until Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = ""

    If Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = concelho Then
        Verão = (Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 4)) - 15
        linha = linha + 1
    Else
        linha = linha + 1
    End If
Loop

If Regime = "UPAC - autoconsumo" Then

    preçoupac = 0.15
    preçoupac.Text = Replace(preçoupac.Text, ".", ",")
    preçoupp = "-"

Else

    preçoupac = "-"
    preçoupp = 0.09
    preçoupp.Text = Replace(preçoupp.Text, ".", ",")

End If
End If
End Sub
Private Sub concelho_Change()
    concelho.TextAlign = fmTextAlignLeft
End Sub

Private Sub distrito_Click()

' Carrega a base de dados dos concelhos de acordo com o distrito selecionado
    distrito.TextAlign = fmTextAlignLeft
    concelho.Clear
    distrit = distrito
    linha = 2

Do Until Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 1) = ""
    If Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 1) = distrit Then

        concelho.AddItem Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2)
        linha = linha + 1
    Else
        linha = linha + 1
    End If
Loop
End Sub

```

```

Private Sub eneranual_Change()
eneranual.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub energia_Change()
    energia.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub gráfico_Click()

If investimento = Empty Or energia = Empty Or lucro = Empty
    Or retorno = Empty Then
    MsgBox "Preencha todos os campos anteriores", vbInformation, "Erro"
Else
    Gráfico.Show
End If
End Sub

Private Sub inclinação_Change()
    inclinação.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub
Private Sub Inverno_Change()
    Inverno.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub inversor_Change()
    inversor.TextAlign = fmTextAlignLeft
End Sub

Private Sub investimento_Change()
    investimento.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub Label22_Click()

End Sub

Private Sub Label27_Click()
    Label27.TextAlign = fmTextAlignCenter
End Sub

```

```

Private Sub limpar_Click()

' Limpa todos os campos
  ninversores.Text = Empty
  npaineis.Text = Empty
  potenciapanel.Text = Empty
  potenciatotal.Text = Empty
  Regime.Text = Empty
  inversor.Text = Empty
  distrito.Text = Empty
  concelho.Text = Empty
  energia.Text = Empty
  inclinação.Text = Empty
  Verão.Text = Empty
  Inverno.Text = Empty
  investimento.Text = Empty
  retorno.Text = Empty
  autoconsumida.Text = Empty
  juro taxa.Text = Empty
  lucro.Text = Empty
  enerannual.Text = Empty
  preçoupac.Text = Empty
  preçoupp.Text = Empty
End Sub

Private Sub lucro_Change ()
  lucro.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub
Private Sub ninversores_Change ()
  ninversores.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub npaineis_Change ()
  npaineis.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub potenciapanel_Change ()
  potenciapanel.TextAlign = fmTextAlignLeft
End Sub

Private Sub potenciatotal_Click ()
' Erro para potências superiores a 250kW para UPP
  potenciatotal.TextAlign = fmTextAlignLeft
If (Regime.Text = "UPP - unidade de pequena produção" And potenciatotal.Text > 250) Then

  MsgBox "UPP tem de ser menor ou igual a 250kW", vbInformation, "Erro"
  potenciatotal.Text = Empty
End If
End Sub

```

```

Private Sub preçoupac_Change()
    preçoupac.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub preçoupp_Change()
    preçoupp.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub Regime_Change()
    Regime.TextAlign = fmTextAlignLeft
End Sub

Private Sub Renda_Change()
    Renda.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub
Private Sub Resultados_Click()

If Regime = "UPP - unidade de pequena produção" And preçoupp > 0.095 Then

    MsgBox "O atual decreto lei limita a remuneração das UPP em 0,095 €/kW.
    Por favor insira um valor inferior", vbInformation, "Erro"
End If

If distrito.Text = Empty Or concelho.Text = Empty Or potenciatotal.Text = Empty
Or potenciapainel.Text = Empty Or Regime.Text = Empty Or inversor.Text = Empty
Or autoconsumida.Text = Empty Or jurotaxa.Text = Empty Then

    MsgBox "Preencha todos os campos anteriores", vbInformation, "Erro"

Else

'Limpa as células da coluna7 da sheet graphic
Count = 4
Do While Count <= 25

    Sheets("graphic").Cells(Count, 7) = ""
    Count = Count + 1

```

```

Loop
Dim preçopainel As Double
Dim preçoinversores As Double
Dim preçoinstalação As Double
Dim preçoeestrutura As Double
Dim preçocabo As Double
Dim preçootros As Double
Dim juros As Double
Dim amortização As Double
Dim valoremdivida As Double
Dim valorinicial As Double
Dim taxa As Double
Dim Renda As Double
taxa = jurotaxa / 100
linha = 2
Do Until Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = ""

    'Energia anual produzida
    If Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 2) = concelho Then
        auxiliar = ((Sheets("distrito_concelho").Cells(linha, 3)) / 1000000)
        * npaineis * 1.64 * 365 * 0.8
        linha = linha + 1
    Else
        linha = linha + 1
    End If
Loop
If potenciapainel = 215 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.134), "standard")
ElseIf potenciapainel = 220 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.137), "standard")
ElseIf potenciapainel = 225 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.14), "standard")
ElseIf potenciapainel = 230 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.142), "standard")
ElseIf potenciapainel = 235 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.144), "standard")
ElseIf potenciapainel = 240 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.147), "standard")
ElseIf potenciapainel = 245 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.15), "standard")
ElseIf potenciapainel = 250 Then
    energia = Format((auxiliar * 0.154), "standard")
End If

```

```

' Retorno do investimento
preçopainel = 600
preçoinvertedores = 200
preçoestrutura = 150
preçocabo = 350
preçooutros = 50
preçoinstalação = (0.2 * ((preçopainel + preçoinvertedores
+ preçoestrutura + preçocabo + preçooutros) * potenciatal)) / potenciatal
investimento1 = ((preçopainel + preçoinvertedores + preçoestrutura + preçocabo
+ preçooutros + preçoinstalação) * potenciatal)

investimento = Format(investimento1, "standard")

If Regime = "UPAC - autoconsumo" Then

    Renda = (energia.Value * 1000 * preçoupac * (autoconsumida / 100)) +
        ((energia.Value * 1000 * ((100 - autoconsumida) / 100)) * 0.025)

Else

    Renda = energia.Value * 1000 * preçoupp
End If

Dim vetor1(20) As Double
valorinicial = investimento
valoremdivida = valorinicial
Dim ano As Double
ano = 1
linha = 4
Do Until ano > 50

    valorinicial = valoremdivida
    Sheets("graphic").Cells(linha, 7) = valoremdivida
    If (valoremdivida > 0) Then
        juros = valorinicial * taxa
        amortização = Renda - juros
        valoremdivida = valorinicial - amortização
        ano = ano + 1
        linha = linha + 1
    Else
    Exit Do
    End If
Loop
retorno = ano - 1
lucro = Format((Renda), "standard")
End If
End Sub

Private Sub Resumo_Click()

If distrito.Text = Empty Or concelho.Text = Empty Or potenciatal.Text = Empty
Or potenciapainel.Text = Empty Or Regime.Text = Empty Or inversor.Text = Empty
Or autoconsumida.Text = Empty Or jurotaxa.Text = Empty Or energia.Text = Empty
Or lucro.Text = Empty Or investimento.Text = Empty Or retorno.Text = Empty Then

    MsgBox "Preencha todos os campos anteriores", vbInformation, "Erro"

Else

```

```

MsgBox "Distrito:" & " " & distrito & vbCrLf & "Concelho:" & " " & concelho
& vbCrLf & "Regime:" & " " & Regime & vbCrLf & "Potencia a instalar:" & " " &
potenciatotal & " " & "kW" & vbCrLf & "Potência de cada Painel:" & " " & potenciapanel _
& " " & "W" & vbCrLf & "Potência de cada inversor:" & " " & inversor & " " & "kW" &
vbCrLf & vbCrLf & "Número total de Painéis:" & " " & npainéis & vbCrLf &
"Número total de Inversores:" & " " & ninversores & vbCrLf & "Inclinação ótima dos
painéis - Irradiação anual:" & " " & inclinação & "°" & vbCrLf &
"Inclinação ótima dos painéis - Maior produção no Inverno:" & " " & Inverno & "°" &
vbCrLf & "Inclinação ótima dos painéis - Maior produção no Verão:" & " " & Verão &
"°" & vbCrLf & vbCrLf & "Energia Autoconsumida:" & " " & autoconsumida & " " & "€" &
vbCrLf & "Taxa de juro:" & " " & jurotaxa & " " & "€" & vbCrLf &
"Estimativa de Energia anual produzida:" & " " & energia & " " & "MWh" _
& vbCrLf & "Renda/Poupança anual:" & " " & lucro & " " & "€" & vbCrLf &
"Investimento total:" & " " & investimento _
& " " & "€" & vbCrLf & "Período de retorno do investimento:" & " " & retorno &
" " & "anos", vbInformation, "Resumo do Sistema"
End If
End Sub

Private Sub retorno_Change()
    retorno.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub
Private Sub TextBox1_Change()
    TextBox1.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

Private Sub TextBox2_Change()

End Sub

Private Sub UserForm_Initialize()
    distrito.SetFocus
    ninversores.Text = Empty
    npainéis.Text = Empty
    potenciapanel.Text = Empty
    potenciatotal.Text = Empty
    Regime.Text = Empty
    distrito.Text = Empty
    concelho.Text = Empty
    inversor.Text = Empty
    Verão.Text = Empty
    Inverno.Text = Empty
    investimento.Text = Empty

```

```

'Carrega a base de dados
linha = 2
Do Until Sheets("district").Cells(linha, 1) = ""
    distrito.AddItem Sheets("district").Cells(linha, 1)
    linha = linha + 1
Loop
linha = 2
Do Until Sheets("base de dados").Cells(linha, 2) = ""
    potenciatal.AddItem Sheets("base de dados").Cells(linha, 2)
    linha = linha + 1
Loop
linha = 2
Do Until Sheets("base de dados").Cells(linha, 3) = ""
    potenciapainel.AddItem Sheets("base de dados").Cells(linha, 3)
    linha = linha + 1
Loop
linha = 2
Do Until Sheets("base de dados").Cells(linha, 7) = ""

    inversor.AddItem Sheets("base de dados").Cells(linha, 7)
    linha = linha + 1
Loop
linha = 2
Do Until Sheets("base de dados").Cells(linha, 9) = ""

    jurotaxa.AddItem Sheets("base de dados").Cells(linha, 9)
    linha = linha + 1
Loop
linha = 2
Do Until Sheets("base de dados").Cells(linha, 10) = ""

    autoconsumida.AddItem Sheets("base de dados").Cells(linha, 10)
    linha = linha + 1
Loop

'Altera o tamanho da letra
Calcular.Font.Size = 12
Resultados.Font.Size = 12
gráfico.Font.Size = 9
Resumo.Font.Size = 9
End Sub

Private Sub Verão_Change()
    Verão.TextAlign = fmTextAlignRight
End Sub

```