

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Problemas de Controlo e Exploração de Grandes
Unidades de Produção Solar Fotovoltaica**

João Tiago da Cunha Teixeira Fernandes

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Professor Doutor António Machado e Moura
Co-orientador: Engenheiro Manuel Airosa Coelho

Janeiro de 2014

A Dissertação intitulada

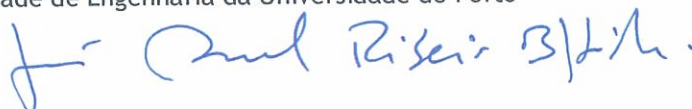
“Problemas de Controlo e Exploração em Grandes Unidades de Produção Solar
Fotovoltaica”

foi aprovada em provas realizadas em 10-02-2014

o júri



Presidente Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor José Manuel Ribeiro Baptista
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Faculdade de Ciências e
Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



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

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 - João Tiago da Cunha Teixeira Fernandes

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Devido à crise energética mundial que se tem feito sentir nos últimos anos, o ser humano tende a desenvolver outras formas de produção de energia mais limpas e menos dependentes. Se por um lado, os combustíveis fósseis são instáveis do ponto de vista económico, por outro são extremamente poluentes. As energias renováveis surgem assim como uma solução e uma necessidade.

A energia solar fotovoltaica tem assumido nas últimas décadas uma grande afirmação face às outras formas de produção de energia. É cada vez mais visível o aparecimento de grandes parques fotovoltaicos, com potências instaladas cada vez mais elevadas. Quer durante o projeto e a instalação, quer durante o funcionamento destes parques, encontram-se algumas dificuldades. Neste trabalho serão focadas algumas dessas dificuldades.

Numa primeira fase será abordado o projeto de parques, tendo em conta todo o dimensionamento que é feito. Para tal, será feito o estudo da instalação de uma produção fotovoltaica.

Numa segunda fase, será estudada a triagem de módulos que largas vezes é adotada pelas empresas responsáveis pelo projeto e instalação dos parques. Será estudado o caso em que se faz a triagem e o caso em que essa triagem é descartada para perceber se a mesma será de facto importante e necessária.

Palavras-chave: solar, fotovoltaico, parque, triagem, dimensionamento, módulos, painéis, projeto, características.

Abstract

Due to the global energy crisis that has been felt in recent years, human being tend to develop other ways to produce cleaner and less energy dependent. On one hand, fossil fuels are unstable the economic point of view, on the other are extremely polluting. Renewable energies appear as to a solution and a necessity.

Photovoltaic solar energy has taken in recent decades a large affirmation when compared with other forms of energy production. It is becoming increasingly visible the emergence of large photovoltaic parks with biggest installed capacity power. Both during the design and installation or during operation of these parks appear some difficulties. In this work will focus some of these difficulties.

Initially will be addressed the design of parks, taking into account all the sizing is done. To this end, will be done the study of installing a photovoltaic production.

In the second phase, will be studied the screening of modules that is often adopted by large companies responsible for the design and installation of the parks. Will be studied the case where one does screening and the case where is not considered the screening to see if it will be important and necessary.

Keywords: solar, photovoltaic, parks, sorting, sizing, modules, panels, project, characteristics

Agradecimentos

Quero deixar um agradecimento especial ao Professor Doutor António Machado e Moura por toda a disponibilidade, orientação, sugestões e correções que contribuíram para o desenvolvimento e finalização do meu trabalho.

Um agradecimento ao Engenheiro Manuel Airosa Coelho e ao Engenheiro Moreira Soares por me terem recebido na *Jayme da Costa*. Em particular ao Engenheiro Manuel Airosa Coelho pela sua disponibilidade e pela cedência dos dados necessários, assim como todos os esclarecimentos e bibliografia recomendada para ao desenvolvimento do trabalho.

Um agradecimento ao Engenheiro Edgar Antão, pela prontidão na cedência dos dados utilizados para o dimensionamento do parque.

À minha família, por todo o apoio que me deram ao longo do curso e pela oportunidade que me deram.

À minha namorada, por todo o incentivo e apoio incondicional que me deu, dando-me força e ânimo em todos os momentos.

Um agradecimento a todos aqueles que de forma direta ou indireta contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

A todos,
Muito Obrigado.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xv
Lista de gráficos	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xviii
 Capítulo 1	 1
Introdução	1
1.1. Enquadramento	1
1.1.1. Consumo de energia	1
1.1.2. Energia elétrica	2
1.1.3. Energia Solar Fotovoltaica	3
1.2. Motivação e Objetivos	4
1.3. Organização do Documento	5
 Capítulo 2	 7
Energia Solar Fotovoltaica	7
2.1. Efeito Fotovoltaico	7
2.2. A Célula Solar Fotovoltaica	8
2.3. Tipos de Células Fotovoltaicas	10
2.3.1. Células Monocristalinas	10

2.3.2.	Células Policristalinas	10
2.3.3.	Células de Silício amorfo	11
2.3.4.	Células de CdTe (Telureto de Cádmio)	12
2.3.5.	Células de CIS (Disseleneto de Cobre-Índio)	12
2.3.6.	Células de CIGS (Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio)	12
2.4.	Caraterísticas Elétricas das Células Fotovoltaicas	13
2.4.1.	Circuito equivalente	13
2.4.2.	Curva Caraterística I-U	15
2.5.	Módulos Fotovoltaicos	17
Capítulo 3		19
Aspetos a ter em conta numa produção fotovoltaica		19
3.1.	Radiação solar	19
3.2.	Ângulos solares na Terra	22
3.2.1.	Declinação solar	22
3.2.2.	Ângulo de inclinação	23
3.2.3.	Altura solar	23
3.2.4.	Ângulo de incidência	24
3.2.5.	Ângulo de azimute	24
3.3.	Orientação e inclinação de painéis	25
3.4.	Sombreamento	25
3.4.1.	Tipos de Sombreamento	26
3.4.1.1.	Sombreamento temporário	26
3.4.1.2.	Sombreamento devido à localização	27
3.4.1.3.	Sombreamento causado pelo próprio edifício	27
3.4.2.	Consideração de sombras	27
3.4.3.	Sombreamento causado por outros painéis da instalação	28
3.4.4.	Efeitos do sombreamento nos módulos fotovoltaicos	29
Capítulo 4		31
Sistemas Solares Fotovoltaicos		31
4.1.	Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos	31
4.1.1.	Sistemas Autónomos	31
4.1.1.1.	Com armazenamento	32
4.1.1.2.	Sem armazenamento	32
4.1.2.	Sistemas híbridos	33
4.1.3.	Sistemas ligados à rede	33
4.2.	Componentes de um sistema solar fotovoltaico	35
4.2.1.	Módulos fotovoltaicos	35
4.2.1.1.	Associação de módulos em série	35
4.2.1.2.	Associação de módulos em paralelo	36
4.2.1.3.	Associação mista de módulos	37
4.2.1.4.	Caraterísticas dos módulos fotovoltaicos	38
4.2.1.5.	Efeito da intensidade da radiação solar sobre a curva caraterística	39
4.2.1.6.	Efeito da temperatura sobre a curva característica	39
4.2.2.	Inversor	40
4.2.2.1.	Funcionamento	40
4.2.2.2.	Tipos de Inversores	41
4.2.2.3.	Funções do Inversor	41
4.2.3.	Baterias	42
4.2.3.1.	Baterias de acumuladores de chumbo-ácido	42
4.2.4.	Controladores de carga	43
4.2.5.	Condutores elétricos	44
4.2.6.	Fusíveis de fileira e Interruptor principal DC	44
4.2.7.	Quadros elétricos e díodos de bloqueio	45

Capítulo 5	47
Dimensionamento de um parque solar	47
5.1. Características do parque	47
5.2. Dados meteorológicos	48
5.2.1. Irradiação	48
5.2.2. Orientação e Sombreamento	49
5.3. Caso 1: Módulos Monocristalinos	50
5.3.1. Características dos módulos	50
5.3.2. Características do inversor	51
5.3.4. Determinação do número de módulos e de inversores	52
5.3.5. Cálculo do número mínimo de módulos numa <i>string</i>	52
5.3.6. Cálculo do número máximo de módulos numa <i>string</i>	53
5.3.7. Cálculo do número de <i>strings</i> em paralelo	54
5.3.8. Disposição da produção fotovoltaica e verificação das tensões e da corrente	54
5.3.9. Dimensionamento dos cabos	55
5.3.9.1. Dimensionamento do cabo de <i>string</i> /fileira	55
5.3.9.2. Dimensionamento dos cabos entre as caixas de junção e os inversores (Cabo DC)	57
5.3.9.3. Dimensionamento dos cabos entre os inversores e o PT (Cabo AC)	59
5.3.10. Dimensionamento dos fusíveis de fileira e do interruptor DC	61
5.3.10.1. Dimensionamento dos fusíveis de fileira	61
5.3.10.2. Dimensionamento do interruptor DC	61
5.4. Caso 2: Módulos Policristalinos	62
5.4.1. Características dos módulos	62
5.4.2. Características do inversor	62
5.4.4. Determinação do número de módulos e de inversores	63
5.4.5. Cálculo do número mínimo de módulos numa <i>string</i>	64
5.4.6. Cálculo do número máximo de módulos numa <i>string</i>	64
5.4.7. Cálculo do número de <i>strings</i> em paralelo	65
5.4.8. Disposição da produção fotovoltaica e verificação das tensões e da corrente	65
5.4.9. Dimensionamento dos cabos	66
5.4.9.1. Dimensionamento do cabo de <i>string</i> /fileira	66
5.4.9.2. Dimensionamento dos cabos entre as caixas de junção e os inversores (Cabo DC)	68
5.4.9.3. Dimensionamento dos cabos entre os inversores e o PT (Cabo AC)	69
5.4.10. Dimensionamento dos fusíveis de fileira e do interruptor DC	70
5.4.10.1. Dimensionamento dos fusíveis de fileira	70
5.4.10.2. Dimensionamento do interruptor DC	71
5.5. Caso 3: Módulos de Filme Fino	71
5.5.1. Características dos módulos	71
5.5.2. Características do inversor	72
5.5.4. Determinação do número de módulos e de inversores	73
5.5.5. Cálculo do número mínimo de módulos numa <i>string</i>	73
5.5.6. Cálculo do número máximo de módulos numa <i>string</i>	74
5.5.7. Cálculo do número de <i>strings</i> em paralelo	74
5.5.8. Disposição da produção fotovoltaica e verificação das tensões e da corrente	75
5.5.9. Dimensionamento dos cabos	76
5.5.9.1. Dimensionamento do cabo de <i>string</i> /fileira	76
5.5.9.2. Dimensionamento dos cabos entre as caixas de junção e os inversores (Cabo DC)	77
5.5.9.3. Dimensionamento dos cabos entre os inversores e o PT (Cabo AC)	78
5.5.10. Dimensionamento dos fusíveis de fileira e do interruptor DC	79
5.5.10.1. Dimensionamento dos fusíveis de fileira	79
5.5.10.2. Dimensionamento do interruptor DC	79
5.6. Perdas nos cabos	80
5.7. Simulação da produção anual	81
5.7.1. Módulos monocristalinos	81
5.7.2. Módulos policristalinos	82
5.7.3. Módulos de filme fino	82

Capítulo 6	85
Triagem de Módulos Fotovoltaicos.....	85
6.1. Triagem.....	85
6.2. Procedimento.....	88
6.2.1. Não Triagem	88
6.2.2. Triagem Perfeita	88
6.2.3. Triagem 33,(3)%.....	89
6.2.4. Triagem 25% - 50% - 25%.....	89
6.3. Resultados.....	90
6.3.1. Caso 1: Painéis monocristalinos	90
6.3.2. Caso 2: Painéis Policristalinos	92
6.3.3. Caso 3: Painéis de Filme Fino.....	94
6.4. Conclusões	95
 Capítulo 7	 97
Conclusão	97
7.1. Conclusões finais.....	97
7.2. Trabalhos futuros	98
 Referências	 99
 Anexos	 103

Lista de figuras

Figura 1 - Contribuição das diferentes fontes de energia para o consumo global e previsões futuras. Fonte: EIA [37].	1
Figura 2 - Consumo de energia primária (ktep/ano) em Portugal entre 2000 e 2011 [39].	2
Figura 3 - Produção de energia elétrica a nível mundial [38].	3
Figura 4 - Evolução da produção de eletricidade PRE Renovável em Portugal entre 1999 e 2012. Fonte: REN, DGEG, EDA e EEM [36].	3
Figura 5 - Evolução global da potência instalada acumulada de energia fotovoltaica entre 2000 e 2012 (MW) [1].	4
Figura 6 - Aspeto de uma célula solar fotovoltaica [4].	8
Figura 7 - Esquema geral de uma célula solar fotovoltaica [12].	9
Figura 8 - Aspeto de um cilindro de silício policristalino [8].	10
Figura 9 - Aspeto de uma célula fotovoltaica de silício monocristalino (a) silício policristalino (b) e de silício amorfo (c) [7] [9] [11].	11
Figura 10 - Esquema simplificado de uma célula fotovoltaica [5].	13
Figura 11 - Esquema equivalente de uma célula fotovoltaica [5].	14
Figura 12 - Curva corrente/tensão característica de uma célula fotovoltaica.	15
Figura 13 - Efeito da variação da irradiação (à direita) e da temperatura (à esquerda) [15].	16
Figura 14 - Célula, módulo e painel fotovoltaico [19].	17
Figura 15 - Estados de produção de um painel solar fotovoltaico [16].	18
Figura 16 - Constituição de um módulo Fotovoltaico [17].	18
Figura 17 - Potencial físico das energias renováveis [27].	20
Figura 18 - Tipos de radiação resultantes da radiação solar [29].	20
Figura 19 - Valores da irradiação média anual na Europa, expressa em kWh/m ² [30].	21
Figura 20 - Posição do Sol ao longo do ano [31].	22
Figura 21 - Ângulos característicos da radiação solar [32].	24

Figura 22 - Sombreamento de painéis fotovoltaicos devido à deposição de neve (a) e de poeiras (b) [34] [35].	26
Figura 23 - Consideração de sombras para uma instalação fotovoltaica [26].	27
Figura 24 - Distância a aplicar entre fileiras de modo a evitar sombreamentos [13].	28
Figura 25 - Sombreamento ocorrido devido à queda de folha [24].	29
Figura 26 - Módulo fotovoltaico sombreado com diodo <i>by-pass</i> [24].	30
Figura 27 - Disposição horizontal (a) e vertical (b) dos módulos fotovoltaicos [24].	30
Figura 28 - Exemplo de sistemas fotovoltaicos isolados com e sem armazenamento de energia em baterias [21].	32
Figura 29 - Exemplo de um sistema híbrido [20].	33
Figura 30 - Sistema Solar fotovoltaico ligado à rede de energia - Regime Produtor-Consumidor [22].	34
Figura 31 - Exemplo de um parque solar fotovoltaico - Regime Produtor [23].	34
Figura 32 - Ligação em série de módulos fotovoltaicos [24].	35
Figura 33 - Variação da tensão na ligação de módulos em série [24].	36
Figura 34 - Ligação em paralelo de módulos fotovoltaicos [24].	36
Figura 35 - Variação da corrente na ligação de módulos em paralelo [24].	37
Figura 36 - Associação mista de módulos fotovoltaicos.	37
Figura 37 - Variação da corrente com a irradiação.	39
Figura 38 - Efeito da temperatura sobre a curva característica.	39
Figura 39 - Símbolo elétrico do inversor [26].	40
Figura 40 - Baterias utilizadas em sistemas solares fotovoltaicos [40].	42
Figura 41 - Cabo para sistemas fotovoltaicos [13].	44
Figura 42 - Fusíveis de fileira DC [13].	44
Figura 43 - Interruptor de corte DC [13].	45
Figura 44 - Localização da central de produção solar fotovoltaica (assinalada a vermelho).	47
Figura 45 - Orientação ideal obtida no <i>PVsyst</i> para os painéis fotovoltaicos.	49
Figura 46 - Diagrama da trajetória do Sol obtida no <i>PVsyst</i> .	50
Figura 47 - Esquema de montagem para uma instalação fotovoltaica sem triagem.	86
Figura 48 - Esquema de montagem para uma instalação fotovoltaica com triagem.	87

Lista de tabelas

Tabela 1 - Valores mensais de irradiação para diferentes cidades europeias [26].	22
Tabela 2 - Irradiação obtida no PVsyst para Alfouvar de Baixo, Sintra.	48
Tabela 3 - Caraterísticas do módulo SCSUN250-60M	51
Tabela 4 - Caraterísticas do inversor SC500CP-XT	51
Tabela 5 - Valores da queda de tensão obtidos para os cabos que ligam cada uma das séries ao quadro 1.1 e ao quadro 1.11.	57
Tabela 6 - Resultado da queda de tensão obtida para os cabos DC entre os quadros e os inversores.	58
Tabela 7 - Resultados obtidos para a queda de tensão dos cabos AC.	60
Tabela 8 - Caraterísticas do módulo JKMS250P	62
Tabela 9 - Caraterísticas do inversor SC500CP-XT	63
Tabela 10 - Valores da queda de tensão obtidos para os cabos que ligam cada uma das séries ao quadro 1.1 e ao quadro 1.11.	67
Tabela 11 - Resultado da queda de tensão obtida para os cabos DC entre os quadros e os inversores.	68
Tabela 12 - Resultados obtidos para a queda de tensão dos cabos AC.	70
Tabela 13 - Caraterísticas do módulo FS-380	72
Tabela 14 - Caraterísticas do inversor SC500CP-XT	72
Tabela 15 - Valores da queda de tensão obtidos para os cabos que ligam cada uma das séries ao quadro 2.1 e ao quadro 2.41.	77
Tabela 16 - Resultados obtidos para a queda de tensão dos cabos AC.	79
Tabela 17 - Perdas nos cabos da instalação fotovoltaica.	81
Tabela 18 - Valores obtidos na simulação do PVsyst para a produção fotovoltaica com módulos monocristalinos.	81

Tabela 19 - Valores obtidos na simulação do <i>PVsyst</i> para a produção fotovoltaica com módulos policristalinos.	82
Tabela 20 - Valores obtidos na simulação do <i>PVsyst</i> para a produção fotovoltaica com módulos de filme fino.	83
Tabela 21 - Dados fornecidos pelo fabricante relativos a um conjunto de módulos fotovoltaicos.	86
Tabela 22 - Resultado obtido para as potências da instalação, não considerando triagem. ..	86
Tabela 23 - Resultado obtido para as potências da instalação, considerando triagem.	87
Tabela 24 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 33,(3)%.	90
Tabela 25 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 25%-50%-25%.	91
Tabela 26 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis monocristalinos.	91
Tabela 27 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 33,(3)%.	92
Tabela 28 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 25%-50%-25%.	92
Tabela 29 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis policristalinos.	93
Tabela 30 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 33,(3)%.	94
Tabela 31 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 25%-50%-25%.	94
Tabela 32 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis de filme fino. ...	94
Tabela 33 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos das strings (Módulos Monocristalinos).	105
Tabela 34 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos das strings (Módulos Policristalinos).	107
Tabela 35 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos das strings (Módulos de Filme Fino).	109
Tabela 36 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos principais DC para o inversor 1 (Módulos de Filme Fino).	111

Lista de gráficos

Gráfico 1 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis monocristalinos.	91
Gráfico 2 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis policristalinos ..	93
Gráfico 3 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis de filme fino....	95
Gráfico 4 - Resultados obtidos para as três tecnologias nos quatro métodos aplicados.	96

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternate Current</i> - Corrente Alternada
APREN	Associação de Energias Renováveis - Entidade
CdTe	Telúrio de Cádmio - Material utilizado em alguns módulos fotovoltaicos
CIS	Disseleneto de Cobre-Índio - Material utilizado em alguns módulos fotovoltaicos
CIGS	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio - Material utilizado em alguns módulos fotovoltaicos
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
DC	<i>Direct Current</i> - Corrente Contínua
EIA	<i>Energy information Administration</i> - Entidade
EPIA	<i>European Photovoltaic Industrial Association</i> - Entidade
EVA	<i>Ethylene Vinyl Acetate</i> - Encapsulante utilizado nos módulos fotovoltaicos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
IEA	International Energy Agency - Entidade
MPP	<i>Maximum Power Point</i> - Ponto máximo de potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> - Procura do ponto máximo de potência
Ni-Cd	Baterias de níquel-cádmio
Ni-MH	Baterias de níquel-Hidretos
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> - Temperatura Nominal de Funcionamento
OPzS	<i>Orstfeste Panzerplatte Spezial</i> - Placa Tubular Estacionária Especial
OPzV	<i>Orstfeste Panzerplatte Verschlussen</i> - Placa Tubular Estacionária Selada.
PV	<i>Photovoltaics</i> - Fotovoltaico
Si-a	Silício amorfo - Material constituinte da célula
Si-c	Silício cristalino - Material constituinte da célula
Si-pc	Silício policristalino - Material constituinte da célula

STC	<i>Standard Test Conditions</i> - Condições de teste (1000W/m ² , 25°C)
Tedlar	Filme de fluoreto de polivinila
tep	toneladas equivalentes de petróleo
VRLA	Baterias de Gel

Lista de símbolos

a_s	azimute solar
cc	curto-circuito
I	intensidade de corrente
I_{MPP}	corrente de máxima potência
I_{sc}	corrente de curto-circuito
FF	coeficiente de forma
G	radiação solar
h_s	ângulo solar
k	constante de Boltzman
P	potência
P_J	perdas de Joule
R_s	resistência série
R_{sh}	resistência <i>shunt</i> ou paralelo
T	temperatura
V	tensão
V_{MPP}	tensão de máxima potência
V_{oc}	tensão em circuito aberto
V_t	tensão térmica
W	watt
ΔU	queda de tensão
η	rendimento
β	ângulo da mínima altura do Sol a 22 de Dezembro
δ_s	declinação solar
φ	latitude solar
γ_s	altura solar
α	inclinação do painel solar
σ	condutividade dos condutores (56m/Ωmm ² no caso do cobre e 34 m/Ωmm ² no caso do alumínio)

Capítulo 1

Introdução

Neste primeiro capítulo será apresentado o enquadramento da energia solar fotovoltaica, onde será analisado o investimento que tem sido feito nos últimos anos um pouco por todo o mundo e em especial em Portugal.

Serão ainda apresentados os objetivos e a motivação para a elaboração deste trabalho, bem como a organização geral do documento.

1.1. Enquadramento

1.1.1. Consumo de energia

Ao longo dos últimos anos a humanidade tem-se deparado com várias preocupações do ponto de vista da energia. Se por um lado temos as metas ambientais a cumprir e um planeta para preservar, por outro colocam-se as limitações das reservas de matéria-prima. Neste sentido, surgem as energias renováveis como uma resposta a estas preocupações.

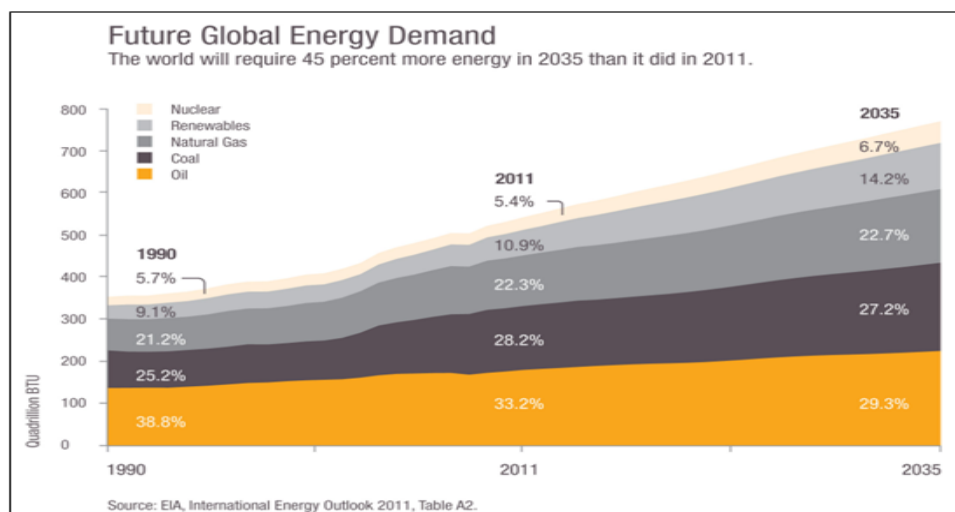


Figura 1 - Contribuição das diferentes fontes de energia para o consumo global e previsões futuras. Fonte: EIA [37].

Considerando o histórico da energia consumida mundialmente entre 1990 e 2011, verifica-se um aumento da contribuição das fontes de energia renovável e uma diminuição do consumo de petróleo.

A EIA¹ prevê que até 2035 ocorra um aumento de cerca de 45% da energia consumida atualmente. Prevê-se ainda a tendência na diminuição do consumo de combustíveis fósseis para a produção de energia e um aumento da contribuição das fontes de energia renovável e nuclear [37].

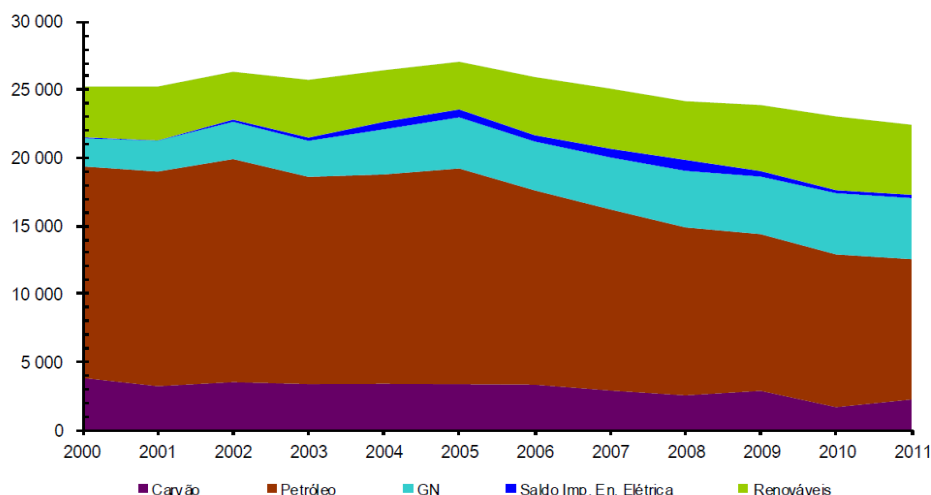


Figura 2 - Consumo de energia primária (ktep/ano) em Portugal entre 2000 e 2011 [39].

Em Portugal, o que se tem verificado é uma descida do consumo de energia global, tendo-se também registado uma diminuição do consumo de petróleo ao longo dos últimos anos. Analisando o gráfico da Figura 2 é possível observar que em 2011 a quantidade de energia proveniente de fontes renováveis é quase idêntica à proveniente de energias não renováveis. Este facto é bastante importante não só para o ambiente, como também contribui para uma maior independência energética do país.

1.1.2. Energia elétrica

Tal como a energia em geral, também o consumo mundial de eletricidade tem vindo a aumentar ao longo dos últimos anos. A grande fonte de produção de energia elétrica continua a ser o combustível fóssil. Em seguida temos como maiores produtores de energia elétrica as hidroelétricas e as centrais nucleares.

Tem-se registado no entanto um aumento das energias renováveis. Relativamente ao ano de 2011, a energia eólica ocupava cerca de 12% da produção de energia e a energia solar rondava os 0,25% [38].

¹ EIA - Energy Information Administration - <http://www.eia.gov/>

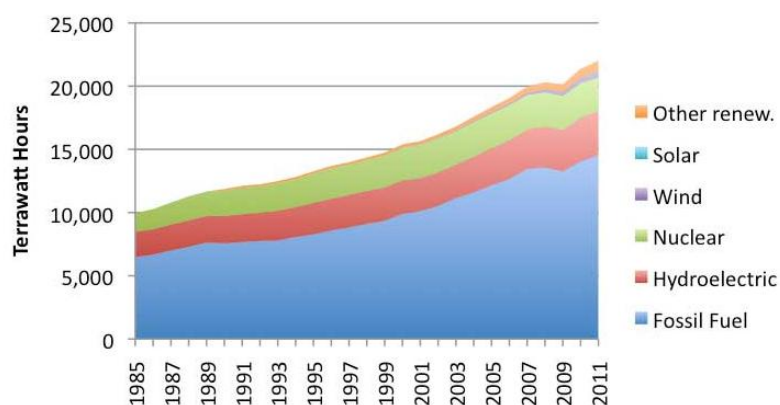


Figura 3 - Produção de energia elétrica a nível mundial [38].

Em Portugal, o cenário é diferente, uma vez que nos últimos anos tem-se assistido a um contínuo crescimento das diferentes fontes de energia renovável para a produção de eletricidade. Na Figura 4, pode-se verificar que em 2004 foi o ano a partir do qual houve um aumento da produção de eletricidade a partir da biomassa e do vento. Desde 2010, tem-se registado um maior crescimento ao nível da energia solar fotovoltaica.

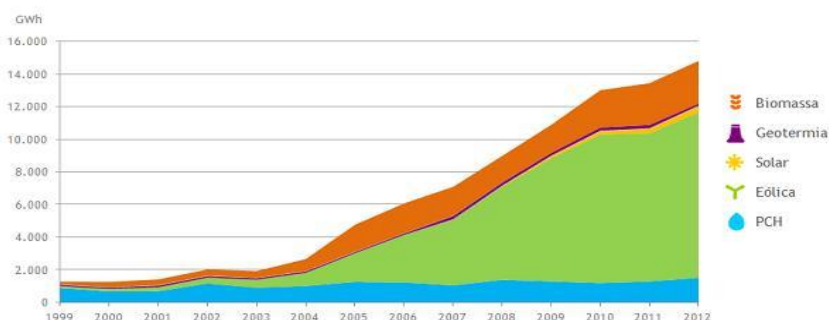


Figura 4 - Evolução da produção de eletricidade PRE Renovável em Portugal entre 1999 e 2012. Fonte: REN, DGE, EDA e EEM [36].

Segundo dados da APREN², em 2013 as energias renováveis foram responsáveis pela produção de cerca de 58% da energia total consumida, sendo que 1% dessa energia foi solar fotovoltaica. A produção por combustíveis fósseis ficou-se pelos 37% e foram importados 5% da energia anual [36].

1.1.3. Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica, tem apresentado um grande crescimento ao longo dos últimos anos.

Tendo em conta dados da EPIA³, em 2012 a potência instalada acumulada de energia solar fotovoltaica a nível mundial ultrapassou os 102 GW. O que permite ao final de um ano evitar mais de 53 milhões de toneladas de Dióxido de Carbono emitidos para a atmosfera [1].

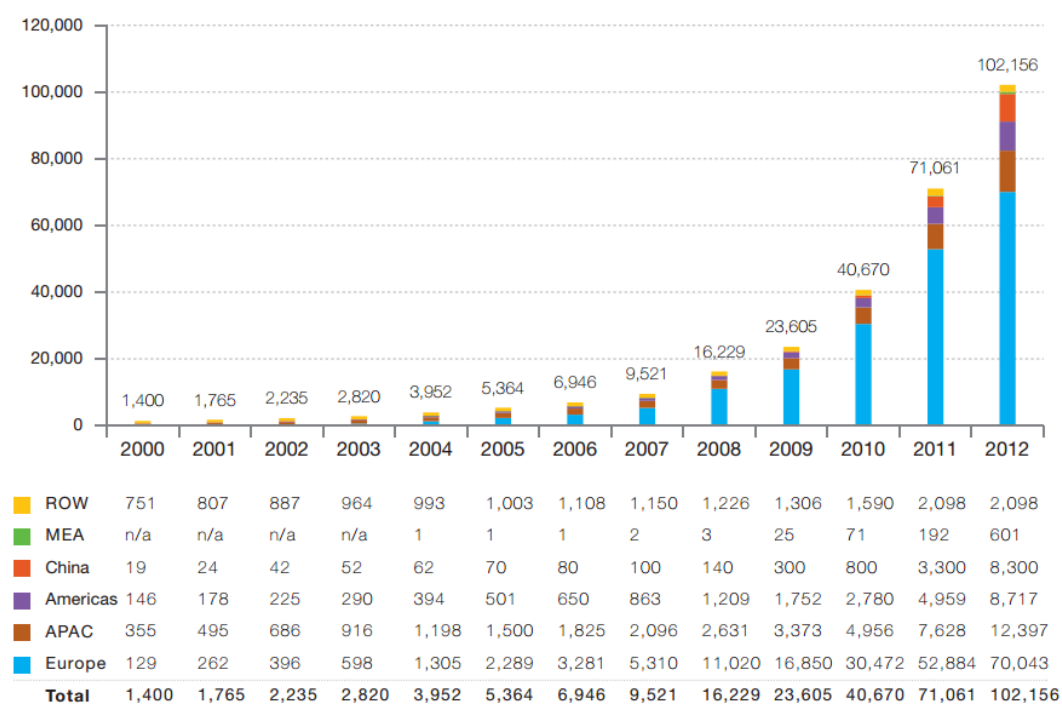
² APREN - Associação de energias renováveis - <http://www.apren.pt/>

³ EPIA - European Photovoltaic Industry Association - Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica <http://www.epia.org/home/>

Em todo o mundo, no que diz respeito à potência instalada de energia fotovoltaica, em 2012 registaram-se 31.1 GW, valor superior ao de 2011 que ficou nos 30.4 GW. No entanto, esta tendência não se registou na Europa, tendo-se verificado que em 2011 a potência instalada das novas instalações fotovoltaicas representavam 22.4 GW e em 2012 estas mantiveram-se nos 17.2 GW.

Apesar deste facto, a Europa continua a ter a maior capacidade de geração, representando cerca de 55% de toda a potência instalada em 2012 [1].

Na **Figura 5**, encontra-se a evolução da potência instalada acumulada a nível mundial, ao longo dos últimos anos.



ROW: Rest of the World. MEA: Middle East and Africa. APAC: Asia Pacific.

Figura 5 - Evolução global da potência instalada acumulada de energia fotovoltaica entre 2000 e 2012 (MW) [1].

Em Portugal, foram instalados em 2012 cerca de 66,1 MW, perfazendo um total de 220 MW de potência instalada acumulada de energia fotovoltaica. Portugal possui uma meta de 1 GW de potência instalada, que pretende atingir em 2020 [2].

1.2. Motivação e Objetivos

As fontes de energia renovável são aquelas que sofrem uma renovação constante dos seus recursos a curto prazo. Esta energia é considerada limpa, uma vez que a produção de energia a partir desta não polui o ambiente. As energias renováveis têm origem a partir da água, do vento, da biomassa, das ondas, do calor da terra ou do Sol.

Os recursos renováveis têm-se mostrado cada vez mais uma grande aposta para a produção de energia, uma vez que os custos associados à sua produção são mais baixos do que o custo dos combustíveis fósseis. Este fator é uma forte razão para apostar neste tipo de tecnologia.

Segundo dados da APREN, o ano de 2013 foi o ano mais renovável do século em Portugal, uma vez que a produção de energia a partir de energias renováveis foi cerca de 58,3% do total de energia elétrica consumida, aumentando cerca de 20% relativamente ao ano de 2012. Tendo em conta este aumento de produção renovável, ocorreu uma redução do valor de eletricidade importada em 2,8 vezes, o que se traduz num decréscimo de 10% do total consumido [36].

Na energia fotovoltaica, o aumento da capacidade instalada permitiu um aumento de 25% em relação a 2012, apesar de ainda não ter atingido 1% do consumo. Isto revela um imenso potencial de crescimento nesta área [36].

A produção de energia elétrica a partir de energias renováveis em regime especial, permitiu a Portugal em 2013 uma poupança de cerca de 804 milhões de euros na importação de combustível fóssil (gás natural e carvão) e de 40 milhões de euros em licenças de emissão de CO₂. A poupança total só em 2013 na produção de eletricidade por produtores independentes foi de 846 milhões de euros [36].

Numa altura em que há cada vez mais instabilidade no preço dos combustíveis fósseis e na economia, assim como um enorme rigor para o cumprimento de metas ambientais, este tipo de tecnologia demonstra ser uma mais-valia a nível económico e ambiental.

O presente trabalho possui um conjunto de objetivos relacionados com o dimensionamento e a exploração de instalações fotovoltaicas ligadas à rede. Assim sendo, apresentam-se de seguida os principais objetivos:

- Dimensionamento de uma instalação fotovoltaica ligada à rede utilizando diferentes tecnologias fotovoltaicas;
- Comparação entre as diferentes soluções aplicadas;
- Aplicação de triagem aos módulos fotovoltaicos escolhidos para a instalação;
- Comparação dos resultados obtidos na triagem;
- Implicação da triagem a curto prazo nas instalações fotovoltaicas ligadas à rede.

Na parte do dimensionamento da instalação fotovoltaica é seguido um método geral que pode ser utilizado em outros projetos de instalações fotovoltaicas ligadas à rede.

1.3. Organização do Documento

Esta tese encontra-se dividida num total de 7 capítulos.

No presente capítulo (capítulo 1) encontra-se o enquadramento, no qual se aborda a situação atual da energia e em particular da solar fotovoltaica em Portugal e no mundo, tendo em conta a problemática da crise energética. Encontra-se a motivação e objetivos, onde estão descritos os objetivos do presente trabalho e por último a organização do documento.

No capítulo 2 é feita uma abordagem ao efeito fotovoltaico, às tecnologias existentes para produção de células fotovoltaicas, apresentação das características das células e processo de fabrico dos módulos fotovoltaicos.

No capítulo 3 são apresentados os aspectos a ter em conta no projeto de instalações fotovoltaicas, dando especial enfoque à radiação solar e aos ângulos solares, à orientação, inclinação e sombreamento de painéis.

No capítulo 4 é feita uma abordagem aos tipos de sistemas fotovoltaicos existentes. São ainda apresentados os componentes dos sistemas fotovoltaicos, dando especial enfoque aos módulos fotovoltaicos.

No capítulo 5 é apresentado um caso real de estudo para o dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. Este capítulo é dividido em três casos práticos, nomeadamente para a implementação de módulos monocristalinos, policristalinos e de filme fino. Para cada um dos casos é feito o dimensionamento dos módulos, assim como dos inversores, dos cabos e das proteções.

No capítulo 6 é feito um estudo sobre a triagem dos painéis a implementar no parque. Neste capítulo são estudadas quatro situações diferentes para os três tipos de painéis. É considerado o caso em que não é feita a triagem, o caso em que é feita a triagem perfeita e o caso em que é feita uma triagem de três níveis. Perante os resultados obtidos é feita uma análise dos mesmos.

Por último, o capítulo 7 apresenta todas as conclusões retiradas do trabalho feito, através da análise crítica sobre os resultados obtidos ao longo do trabalho. Apresenta ainda a sugestão de trabalhos futuros que poderão ser feitos nesta área.

Capítulo 2

Energia Solar Fotovoltaica

No presente capítulo será feita uma abordagem à energia solar fotovoltaica, dando a conhecer os processos base que estão na sua origem. Será dado um enfoque particular às tecnologias que permitem o seu devido aproveitamento, dando a conhecer um conjunto de soluções e opções que existem atualmente no mercado.

2.1. Efeito Fotovoltaico

O efeito solar fotovoltaico consiste no fenómeno que dá origem à produção de energia eléctrica a partir da radiação solar. Para que este ocorra é necessário que exista uma célula solar fotovoltaica exposta à luz solar.

Ao longo do efeito fotovoltaico, ocorrem três fenómenos físicos em simultâneo:

- Absorção da radiação solar pelo material;
- Transferência de energia dos fotões para as cargas eléctricas;
- Criação de corrente eléctrica.

O primeiro fenómeno a dar-se neste processo ocorre quando o material é exposto à luz solar, absorvendo-a. Esta absorção ocorre mais concretamente pela absorção dos fotões que a compõem. Os fotões são capazes de penetrar certos materiais e até mesmo atravessá-los. Um raio luminoso ao incidir sobre um material será em grande parte absorvido. Num material fotovoltaico, uma parte dessa energia absorvida é convertida em energia eléctrica. Para isso o material escolhido deverá ter boa capacidade de absorção para que a sua eficiência de conversão seja maior [5] [17].

Após a absorção da radiação solar, ocorre a transferência da energia dos fotões para as cargas eléctricas. Os materiais fotovoltaicos utilizados possuem duas camadas diferentes formando uma junção p-n. Os fotões ao atingirem o material chocam contra os eletrões, presentes na camada do tipo n, dando-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo eléctrico gerado na junção p-n, os eletrões fluem da camada p para a camada n [5] [17].

Conectando a camada negativa com a positiva através de um condutor, gera-se um fluxo de eletrões - corrente elétrica. Enquanto a luz solar incidir sobre a célula, este processo vai-se manter, mantendo-se esta corrente elétrica. A intensidade de corrente irá variar proporcionalmente com a intensidade de luz incidente [5] [17].

2.2. A Célula Solar Fotovoltaica

A célula solar fotovoltaica é a unidade básica para o funcionamento de qualquer sistema solar fotovoltaico. De uma forma simples, esta permite a conversão direta de energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Foi em meados do século XIX que o cientista francês Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico. A partir daí vários cientistas e engenheiros foram apurando os conhecimentos e melhorando as tecnologias com que se captava a luz solar para a conversão em energia elétrica [3].

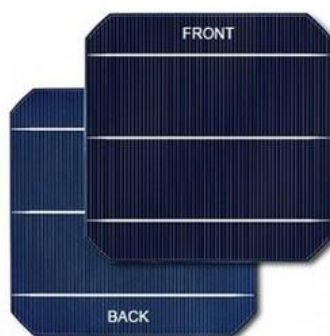


Figura 6 - Aspeto de uma célula solar fotovoltaica [4].

Uma célula fotovoltaica é composta por material semi-condutor, ou seja, são compostas por um material com características intermédias entre um condutor e um isolante. Um exemplo desse material é o silício. Este é obtido a partir da areia através de métodos adequados. O cristal de silício puro não possui eletrões livres e portanto é considerado um mau condutor. Para contornar esta condicionante é necessário acrescentar porções de outros elementos, processo a que se dá o nome de dopagem do silício. Através da dopagem o silício com fosforo, é obtido um material com eletrões livres ou material com portadores de carga negativa - silício tipo n. Dopando o silício com boro, obtém-se um material com características inversas, ou seja défice de eletrões ou material com cargas positivas livres - silício do tipo p. Cada célula solar fica assim composta por uma camada de material do tipo n e outra de material do tipo p, tal como representado na Figura 7 [17].

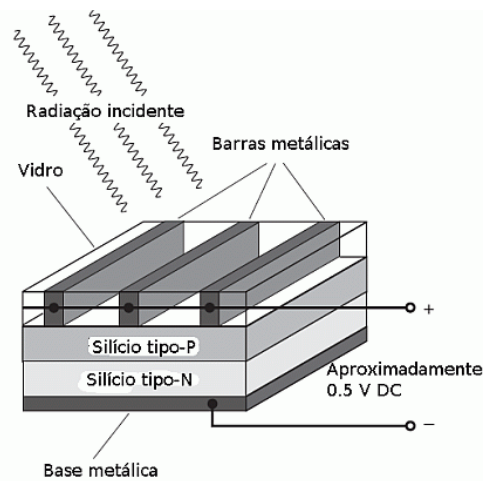


Figura 7 - Esquema geral de uma célula solar fotovoltaica [12].

As células fotovoltaicas são componentes semicondutores e o seu funcionamento é semelhante ao de um díodo fotossensível. A primeira geração de células fotovoltaicas é constituída por silício cristalino. Estas consistem de uma lâmina de silício na qual é formada uma junção p-n (díodo de junção), tal como mostra a **Figura 7**. Esta junção é capaz de gerar energia elétrica a partir da captação de raios solares. A primeira geração é a tecnologia dominante a nível comercial, uma vez que representa mais de 80% do mercado mundial [4][5].

A segunda geração de células é composta por filmes finos de semicondutores, utilizados no seu fabrico. Este tipo de células permite reduzir a quantidade de materiais necessários à sua construção, diminuindo assim os seus custos de produção. Exemplo deste tipo de tecnologia são as que possuem silício amorfo, policristalino ou microcristalino, telureto de cádmio ou Cobre-Índio-Gálio-Selénio (CIGS) na sua composição. Embora os seus custos de produção sejam mais baixos e o seu preço de mercado seja igualmente baixo, este tipo de tecnologia possui também uma eficiência mais baixa, quando comparada com a tecnologia de primeira geração. No entanto possui diversas vantagens, tais como o baixo custo de instalação e a flexibilidade física que este tipo de materiais apresenta, o que permite a sua fácil aplicação em materiais flexíveis [4].

Até ao momento o mercado da energia fotovoltaica tem sido dominado por células de junção em estado sólido. Todavia, este tipo de tecnologia tem visto o surgimento de uma nova geração de células baseadas, por exemplo, em materiais nanocristalinos e filmes de polímeros condutores. Estas caracterizam-se por apresentar semicondutores que dependem da junção p-n para separarem partículas carregadas por fotogestão. Tem-se verificado que esta terceira geração de células fotoeletroquímicas consegue boas eficiências de conversão, competindo com a tecnologia tradicional [3] [6].

Atualmente, as células fotovoltaicas típicas apresentam uma eficiência de conversão da ordem dos 16%. Existem, no entanto células fotovoltaicas que podem atingir até 28% de eficiência. Na sua composição possuem arsenieto de gálio, porém possuem um elevado custo, o que limita bastante a sua produção e venda [4].

2.3. Tipos de Células Fotovoltaicas

Dependendo da técnica de fabrico, as células de silício cristalino podem ser classificadas em células **monocristalinas** ou **policristalinas**.

Para além destas, existem ainda as células de tecnologia filme fino, nomeadamente células de **silício amorfo**, **CdTe** (Telureto de Cádmio), **CIS** (Disseleneto de Cobre-Índio) e **CIGS** (Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio).



Figura 8 - Aspeto de um cilindro de silício policristalino [8].

2.3.1. Células Monocristalinas

As células formadas por silício monocristalino são a tecnologia mais utilizada atualmente em todo o mundo. Este tipo de células representa a primeira geração de tecnologia fotovoltaica. Estas células são obtidas a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino. O silício monocristalino é obtido pela extração do cristal de dióxido de silício. Este material é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. São feitos cortes nas barras obtidas, em forma de pastilhas finas (0,4 a 0,5 mm de espessura), dando origem às células.

O seu rendimento elétrico pode variar entre os 12% e os 16%, podendo atingir os 23% em laboratório. As suas técnicas de produção são complexas e caras, necessitando de uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar matérias com um estado de pureza elevado e com uma estrutura cristalina perfeita.

Devido aos processos de fabricação a que é sujeito o silício para obter o grau de pureza pretendido é que estas células atingem um valor comercial elevado [9] [10].

2.3.2. Células Policristalinas

As células formadas por silício Policristalino são obtidas a partir de blocos de silício através da fusão de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício arrefece lentamente e solidifica-se. Neste processo, ao contrário do anterior, os átomos não se organizam num único cristal, formando-se assim uma estrutura policristalina com superfície de separação entre os cristais.

A sua eficiência de conversão é menor do que as células monocristalinas, variando entre os 11% e os 13%, podendo chegar aos 18% em laboratório. Esta diferença de eficiência é causada pela imperfeição do cristal das células policristalinas, devido ao facto do seu modo de fabrico ser menos rigoroso [9].

2.3.3. Células de Silício amorfo

As células de silício amorfo apresentam uma composição diferente das anteriores, devido ao alto grau de desordem que apresentam na estrutura dos átomos. Estas células são obtidas por decomposição de camadas muito finas de silício ou outros materiais semicondutores sobre uma superfície de vidro ou metal.

Este tipo de células já é utilizado há bastante tempo em equipamentos como calculadoras, uma vez que a sua eficiência de conversão é baixa. Nos últimos anos houve uma melhoria nesta tecnologia, o que permitiu torná-la mais atrativa para células de grande superfície. Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa visível e podendo ser fabricado mediante deposição de diversos tipos de substratos, o silício amorfo tem-se mostrado uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo.

Apesar de este tipo de células apresentarem um baixo custo de produção, possuem a desvantagem de possuir uma baixa eficiência de conversão quando comparada com células mono ou policristalinas. Além disso estas células são, regra geral, afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, o que reduz de forma acentuada a sua eficiência ao longo da sua vida útil.

Relativamente à sua eficiência de conversão, estas células apresentam uma taxa de conversão mais baixa do que as células anteriores, variando entre os 8% e os 10%, podendo chegar aos 13% em laboratório [9].

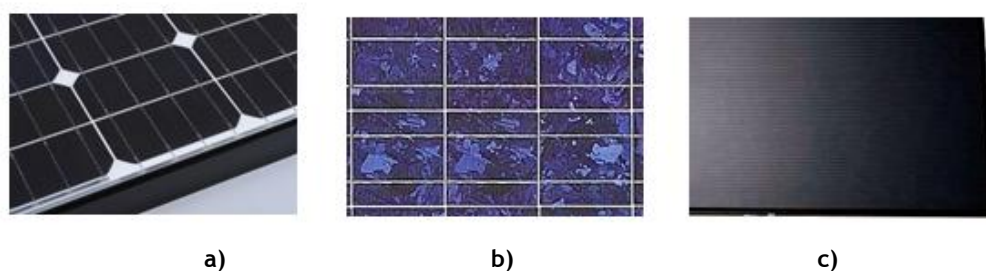


Figura 9 - Aspeto de uma célula fotovoltaica de silício monocristalino (a) silício policristalino (b) e de silício amorfo (c) [7] [9] [11].

2.3.4. Células de CdTe (Telureto de Cádmio)

Este tipo de células tem por base o telureto de cádmio, material bastante interessante devido à elevada absorção de radiação solar que apresenta. Possui um potencial considerável para a redução de custos quando produzida em massa. No entanto, a utilização desta tecnologia tem levantado alguns problemas devido ao uso de materiais contaminantes venenosos, isto porque o cádmio apresenta um elevado grau de toxicidade.

As células de CdTe possuem uma estrutura homogênea, sendo do tipo de heterojunção, isto é utilizam o sulfureto de cádmio (CdS) como material do tipo n da junção. Apresentam uma eficiência de cerca de 8%, podendo chegar aos 16% em laboratório [5] [13].

2.3.5. Células de CIS (Disseleneto de Cobre-Índio)

As células de Disseleneto de Cobre-Índio são compostas por selênio, cobre e índio. Este material apresenta a particularidade de ser bastante estável quando sujeito à incidência luminosa. Apresentam uma excelente eficiência na absorção, sendo hoje em dia as mais eficientes de todas as células de filme fino. Não são tão susceptíveis à deterioração por indução da luz como as células de silício amorfo. Podem, no entanto, apresentar problemas quando instaladas em ambientes quentes e húmidos. A produção em massa destas células permite obter custos mais baixos do que as células de silício cristalino. A eficiência destas células pode variar entre os 7,5% e os 9,5%, podendo chegar aos 18,8% em laboratório [5] [13].

2.3.6. Células de CIGS (Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio)

As células de CIGS são muito parecidas com as de CIS, possuindo a particularidade de o índio formar uma liga com o gálio, permitindo obter um bom desempenho. Devido à sua boa aparência, estas células e as anteriores são atrativas para a aplicação em edifícios. No entanto, estas duas apresentam problemas com a toxicidade e a pouca abundância dos componentes [5] [14].

2.4. Características Elétricas das Células Fotovoltaicas

2.4.1. Circuito equivalente

Uma célula fotovoltaica pode ser representada pelo esquema elétrico correspondente ao seu modelo equivalente. Numa versão mais simples, não se consideram as perdas, representando-se apenas uma fonte de corrente e um diodo. A fonte de corrente diz respeito à corrente elétrica gerada pela célula quando exposta à luz solar. O diodo representa a junção p-n que é atravessada por uma corrente de diodo. Na **Figura 10**, encontra-se o modelo ideal da célula e na **Figura 11** um modelo mais realista que contempla as perdas de tensão e corrente a que a célula está sujeita.

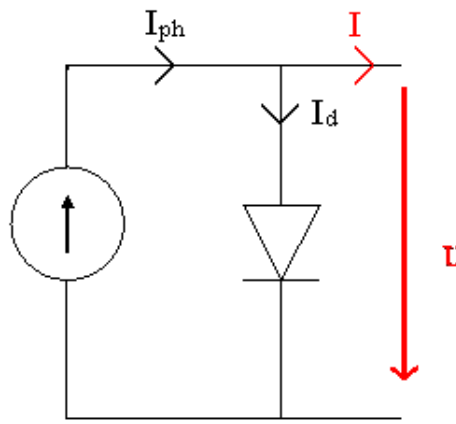


Figura 10 - Esquema simplificado de uma célula fotovoltaica [5].

Tal como se pode analisar na **Figura 10**, idealmente não são consideradas perdas por tensão ou corrente na célula. Neste caso, ocorre o aparecimento de uma fotocorrente - I_{ph} - e uma corrente de diodo - I_d - semelhante à de um diodo diretamente polarizado. A corrente que chega à carga será então dada pela expressão seguinte.

$$I = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V}{n \cdot V_t}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

em que,

$$V_t = \frac{k \cdot T}{q} \quad (2.3)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V}{(n \cdot k \cdot T / q)}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

onde,

- I - Corrente recebida pela carga (A);
- I_{ph} - Corrente fotovoltaica (A);
- I_d - Corrente no díodo (A);
- I_0 - Corrente inversa de saturação do díodo (A);
- V - Tensão de saída (V);
- n - fator de idealidade do díodo, varia entre 1 (tensões altas) e 2 (tensões baixas);
- V_t - Tensão térmica (V);
- K - Constante de Boltzman;
- T - Temperatura da célula (K);
- q - Carga do eletrão.

Numa visão mais realista da célula é necessário considerar as perdas que ocorrem quer por via de tensão, quer por via de corrente. De modo a representar essas perdas, surgem no esquema da **Figura 11** duas resistências. A resistência R_s e R_{sh} , que representam, respetivamente as perdas de Joule do material (perdas de tensão) e as perdas devido a correntes parasitas que circulam nas células.

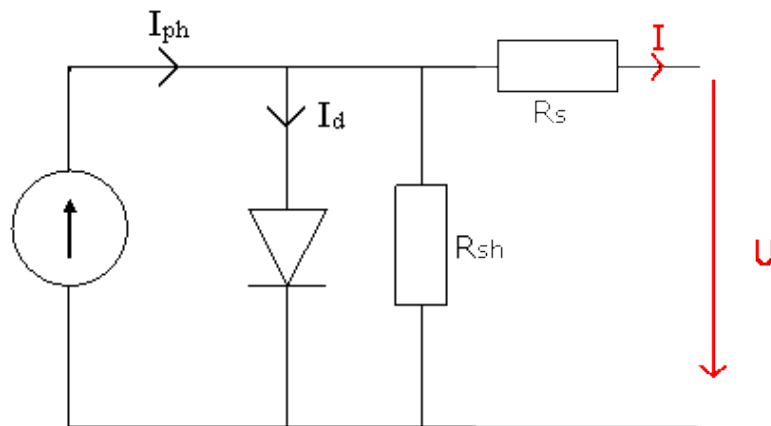


Figura 11 - Esquema equivalente de uma célula fotovoltaica [5].

Refazendo as equações anteriores, tendo em conta a inclusão destas duas resistências obtém-se a expressão seguinte para a corrente aos terminais da célula.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{n \cdot k \cdot T / q}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

onde,

- R_s - Resistência série;

R_{sh} - Resistência shunt ou resistência paralelo.

A resistência série (R_s) deve o seu valor à resistência das camadas de silício da própria célula, dos contactos metálicos na parte superior e inferior da célula e das perdas por efeito Joule do material. O valor das resistências shunt ou resistências paralelas têm origem nas correntes parasitas devidas à junção p-n e às impurezas existentes junto da mesma.

2.4.2. Curva Caraterística I-U

As curvas características das células fotovoltaicas são disponibilizadas pelos fabricantes e consistem num gráfico que relaciona a tensão e a corrente de uma determinada célula, fornecendo diversos dados sobre a mesma. Na **Figura 12** apresenta-se uma curva caraterística de uma célula fotovoltaica típica.

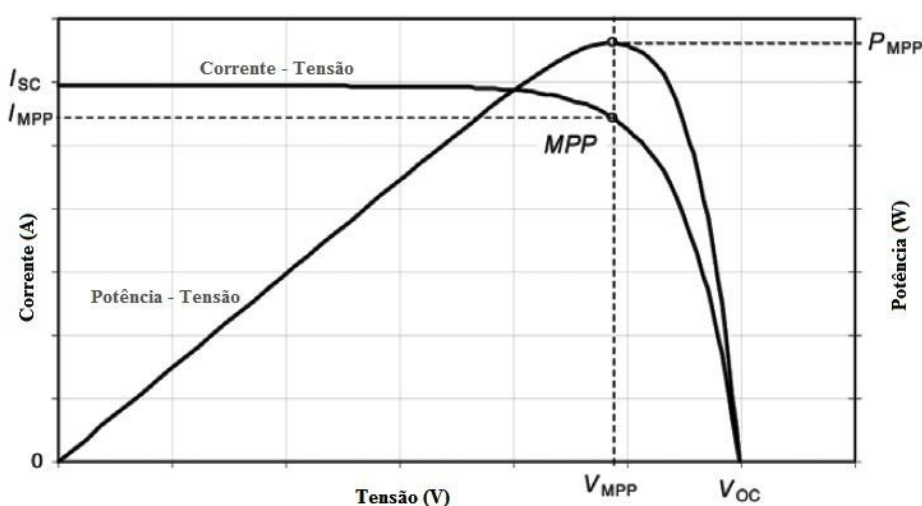


Figura 12 - Curva corrente/tensão caraterística de uma célula fotovoltaica.

A curva caraterística das células fotovoltaicas dá-nos informação sobre:

- **MPP (Ponto de Potência Máxima)** - é o ponto da curva caraterística onde a célula solar funciona à máxima potência. Este representa o ponto da curva tensão-corrente onde o produto destas duas grandezas é máximo.
- **P_{MPP} (Potência de Pico)** - É o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da corrente pela tensão é máximo.
- **I_{sc} (Corrente de curto-circuito)** - representa o máximo valor de corrente que pode ser entregue à carga, tendo em conta as condições de radiação e temperatura, correspondendo a um valor de tensão e potência nulo.

- **V_{OC} (Tensão em circuito aberto)** - é o máximo valor de tensão que pode ser entregue pela célula, dependendo das condições de radiação e temperatura, correspondendo à corrente e potência nulas.
- **I_{MPP} (Corrente máxima de potência)** - corresponde ao valor de corrente à máxima potência, tendo em conta as condições de radiação e temperatura.
- **V_{MPP} (Tensão máxima de potência)** - é o valor máximo de tensão à máxima potência, tendo em conta as condições de radiação e temperatura.

A variação da irradiação e da temperatura sentida pelas células tem diferentes efeitos na sua curva característica. Se por um lado uma diminuição da irradiação solar corresponde a uma diminuição da corrente de curto-circuito, por outro um aumento da temperatura tem como consequência a diminuição da tensão de circuito aberto [13].

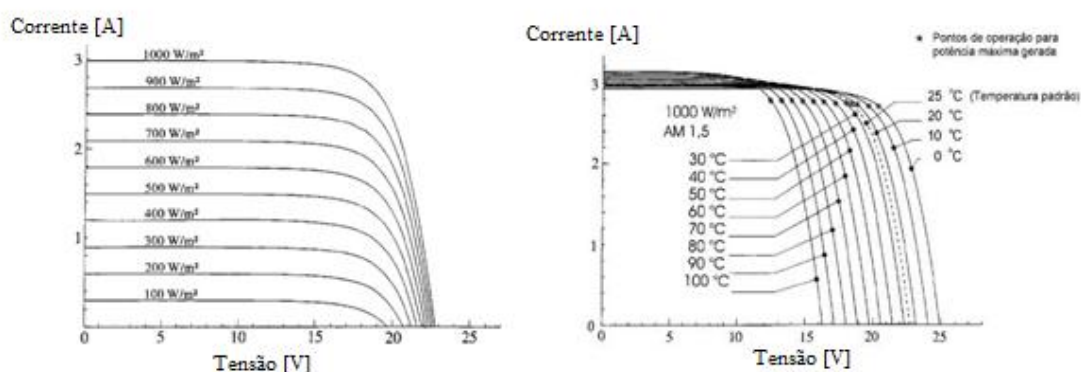


Figura 13 - Efeito da variação da irradiação (à direita) e da temperatura (à esquerda) [15].

A partir dos dados obtidos na curva característica, é ainda possível obter dois importantes parâmetros, nomeadamente o rendimento da célula e o coeficiente de forma.

O rendimento de uma célula traduz a eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica. O rendimento expressa-se em percentagem (%) e a fórmula de cálculo apresenta-se a seguir [13].

$$\eta = \frac{P_{\text{máx}}}{A \cdot G} (\%) \quad (2.5)$$

onde,

A - Área da célula em m²;

G - Radiação solar incidente por unidade de superfície em W/m².

O rendimento da célula pode ser afetado por diferentes fatores, destacando-se as perdas causadas pelas resistências internas, perdas por recombinação, eficiência termodinâmica e as perdas por reflexão [13].

O fator de forma (FF) é um parâmetro que indica a qualidade da célula. Quanto mais a curva característica se aproxima de um retângulo, maior será o fator de forma e consequentemente melhor será a qualidade da célula [13]. O fator de forma pode ser obtido pela fórmula que se segue.

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (2.6)$$

O fator de forma resulta então do quociente entre a potência máxima, em relação ao produto da corrente de curto-circuito com a tensão em circuito aberto.

2.5. Módulos Fotovoltaicos

É importante distinguir três conceitos relacionados com os módulos fotovoltaicos, nomeadamente célula, módulo e painel fotovoltaico. Um painel fotovoltaico é composto por um conjunto de módulos, que por sua vez são compostos por um conjunto de células. Esta distinção encontra-se representada na **Figura 14**.



Figura 14 - Célula, módulo e painel fotovoltaico [19].

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por um conjunto de células que geralmente são ligadas em série, podendo também estar ligadas em paralelo. Esta diferente configuração permite adaptar o módulo a um determinado nível de corrente e tensão. Se por um lado a ligação de células em série permite obter valores de tensão mais elevados à saída do módulo, por outro lado a ligação de células em paralelo permite aumentar a potência total do módulo à sua saída. De um modo geral, são produzidos módulos compostos por 30, 32, 34 e 36 células em série.

De forma genérica, pode-se ver na **Figura 15** os sucessivos processos de fabrico que originam os módulos fotovoltaicos.

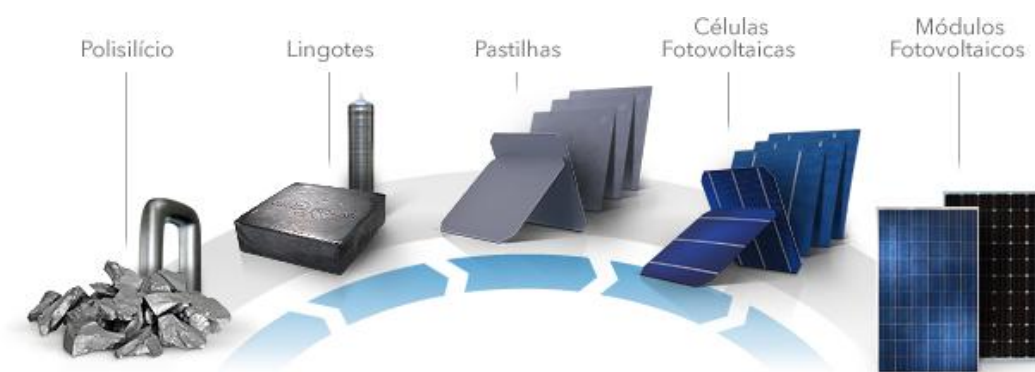


Figura 15 - Estados de produção de um painel solar fotovoltaico [16].

Para além das células solares fotovoltaicas, os módulos são compostos por um conjunto de componentes. Após serem soldadas, as células são encapsuladas de modo a ficarem protegidas contra as condições adversas a que serão expostas e isolá-las eletricamente. Além disso, este encapsulamento permite oferecer mais robustez ao módulo. Cada módulo solar é composto pelas seguintes camadas: vidro de alta transparência e temperado, acetato de EVA (etil vinilacetato), células solares, EVA e filme de fluoreto de polivinila (Tedlar) ou vidro. Na base de cada módulo é colocada uma caixilharia de alumínio, de modo a torna-lo mais resistente e facilitar a instalação [13]. De seguida apresenta-se na **Figura 16** o detalhe de um módulo onde se pode comprovar a sua composição.

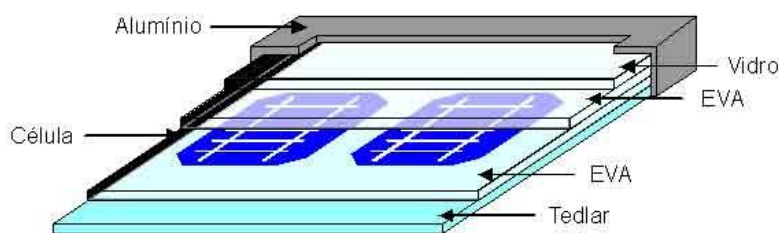


Figura 16 - Constituição de um módulo Fotovoltaico [17].

Relativamente à curva característica dos módulos, esta é idêntica à curva característica apresentada pelas células fotovoltaicas.

Capítulo 3

Aspetos a ter em conta numa produção fotovoltaica

Neste capítulo será abordada a radiação solar que chega até à superfície terrestre, assim como os diferentes tipos de radiações que se criam. Aborda também a questão da inclinação e da orientação dos módulos fotovoltaicos e da sua importância para a maximização de energia produzida. Por último, será abordado o sombreamento de módulos e avaliadas as suas consequências no normal funcionamento dos módulos.

3.1. Radiação solar

A radiação solar é a energia emitida pelo Sol. Esta energia chega à Terra sob a forma de radiação eletromagnética. Esta radiação é composta por um conjunto de ondas com diferentes comprimentos de onda, dos quais a luz visível é apenas uma pequena parte.

Embora a distância entre o Sol e a Terra seja de aproximadamente 150 milhões de quilómetros, todos os dias a Terra recebe uma grande quantidade de energia proveniente do Sol.

Estima-se que a quantidade de energia emitida pelo Sol e recebida pela Terra seja de aproximadamente $1,5 \times 10^{18}$ kWh/ano, o que equivale a mais de 10.000 vezes a energia consumida a nível mundial num ano [13] [28].

Quando comparada com outras fontes de energia renováveis, a energia solar é aquela que possui um maior potencial. Na **Figura 17** pode-se confirmar esse facto, podendo-se comparar de igual forma as diferentes fontes de energia com o consumo global de energia.



Figura 17 - Potencial físico das energias renováveis [27].

A radiação solar incidente sobre uma superfície decompõe-se em três tipos:

- **Radiação direta:** toda a radiação que é recebida diretamente a partir do sol. Consiste na radiação recebida em linha reta a partir do Sol;
- **Radiação difusa:** é constituída por toda a luz solar recebida de forma indireta, através da refração nas nuvens ou outros obstáculos encontrados na atmosfera;
- **Radiação albedo:** corresponde à parte da radiação solar refletida pela superfície terrestre. Consiste na razão entre a radiação refletida pela superfície terrestre e a incidente [13].

A radiação solar total consiste na soma global das três radiações. A distribuição da radiação global pode ser observada na Figura 18.

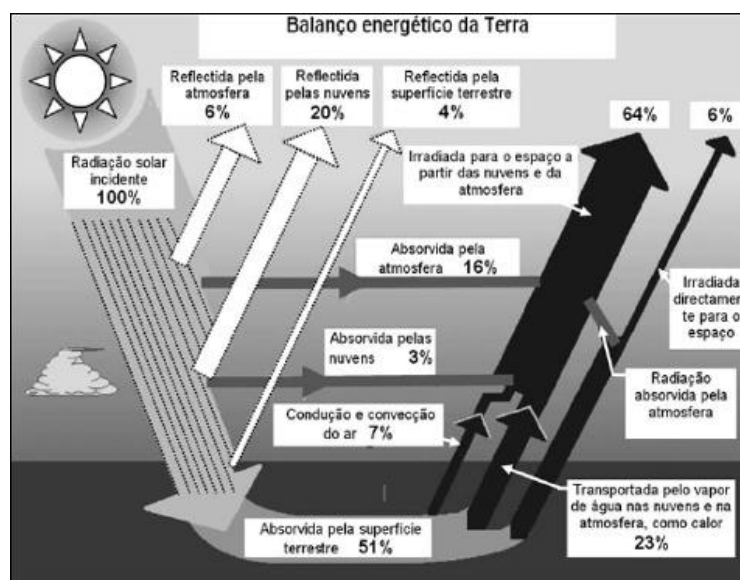


Figura 18 - Tipos de radiação resultantes da radiação solar [29].

Ao longo de um ano, a Terra percorre uma trajetória elíptica em torno do sol. Esta trajetória faz com que a distância entre o Sol e a Terra varie ao longo do ano entre os $1,47 \times 10^8$ km e os $1,52 \times 10^8$ km. Esta variação de distância provoca uma variação nos valores da radiação incidente.

Além da órbita da Terra, também a variação da inclinação desta relativamente ao Sol faz variar a radiação que chega até à superfície terrestre. A linha do equador encontra-se inclinada cerca de $23^{\circ} 27'$ sobre o plano de órbita em torno do Sol. Deste modo, ao longo da trajetória descrita pela terra num ano, a declinação varia entre $23^{\circ} 27'$ norte até $23^{\circ} 27'$ sul e vice-versa.

Assim sendo, a radiação solar incidente na superfície da terra não é constante devido a um conjunto de fatores. Esta variação ocorre, não só devido à absorção e reflexão que se dá na atmosfera, tal como vimos, mas também com a variação da humidade, poluição ou das nuvens. Para além destes fatores, a radiação solar pode ainda variar com o ângulo de incidência dos raios solares, que por sua vez varia ao longo do dia e do ano, variando também com a latitude [13].

A irradiação solar na Terra varia entre 1350W/m^2 e 1420W/m^2 , sendo o valor médio considerado de 1367W/m^2 . Devido a diversas reflexões que a radiação sofre na atmosfera, o valor da irradiação que chega a um objeto terrestre é aproximadamente 1000W/m^2 . Em Portugal, na região norte o valor médio da irradiação ronda os 500W/m^2 enquanto na região sul o seu valor médio ronda os 600W/m^2 [13].

Em relação à irradiação média anual, tal como é visível na **Figura 19**, verifica-se que na Europa, é Portugal o país que possui um valor mais elevado de irradiação anual, compreendido entre $2,000\text{kWh/m}^2$ e $2,200\text{kWh/m}^2$.

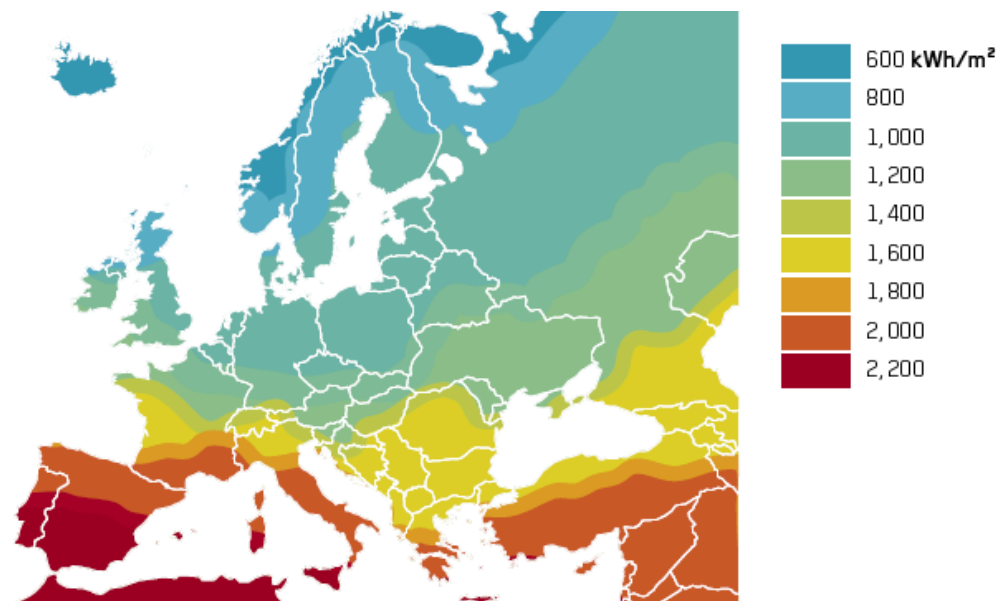


Figura 19 - Valores da irradiação média anual na Europa, expressa em kWh/m^2 [30].

Portugal possui uma excelente exposição solar quando comparado com os restantes países europeus, possuindo um elevado número de horas solares. Na tabela que se segue pode-se comparar a irradiação mensal para diferentes cidades europeias. Das representadas, Lisboa é a que apresenta valores mais elevados.

Tabela 1 - Valores mensais de irradiação para diferentes cidades europeias [26].

Irradiação em kWh/m ² d)	Bergen	Estocolmo	Berlim	Londres	Viena	Nice	Roma	Lisboa	Atenas
Latitude	60°24'N	59°21'N	52°28'N	51°31'N	48°15'N	43°39'N	41°48'N	38°43'N	37°58'N
Jan.	0,2	0,32	0,61	0,56	0,76	1,72	1,70	1,99	1,75
Fev.	0,72	0,95	1,14	1,10	1,42	2,46	2,54	2,96	2,62
Mar.	1,71	2,24	2,44	2,07	2,64	3,91	3,78	4,28	3,82
Abr.	3,27	3,68	3,49	3,04	3,95	5,36	4,99	5,50	5,15
Mai.	4,13	5,29	4,77	4,12	5,10	6,10	6,03	6,67	6,41
Jun.	4,85	6,58	5,44	4,99	5,33	6,79	6,59	7,18	6,84
Jul.	4,15	5,59	5,26	4,38	5,44	7,13	6,86	7,54	6,88
Ago.	3,49	4,52	4,58	3,62	4,52	5,92	6,16	6,96	6,18
Set.	1,86	2,70	3,05	2,71	3,30	4,59	4,69	5,22	4,86
Out.	0,94	1,24	1,59	1,56	2,05	3,27	3,29	3,70	3,38
Nov.	0,30	0,46	0,76	0,81	1,01	1,99	2,02	2,51	2,33
Dez.	0,12	0,23	0,45	0,47	0,69	1,65	1,51	2,15	1,69
Média	2,15	2,83	2,81	2,46	3,03	4,25	4,19	4,73	4,33

Embora o sul da Europa possua valores elevados de irradiação, em particular Portugal, nas zonas situadas perto da linha do equador pode-se atingir valores próximos de 2,500kWh/m² de irradiação média anual.

3.2. Ângulos solares na Terra

Ao longo do dia e do ano a altura e a posição do Sol variam. O conhecimento exato da sua localização é algo importante para determinar os valores da radiação num determinado local, assim como prever a energia a ser produzida por uma instalação fotovoltaica [26].

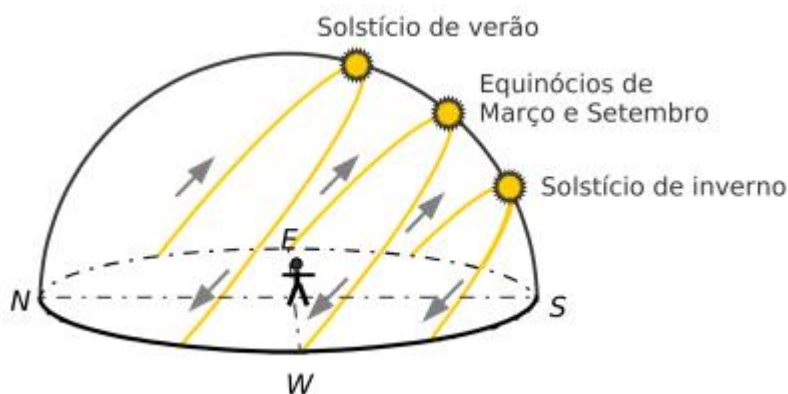


Figura 20 - Posição do Sol ao longo do ano [31].

Para determinar a localização exata do Sol, para além da latitude e longitude do local, é necessário ter conhecimento de um conjunto de ângulos.

3.2.1. Declinação solar

É o Ângulo formado pela linha Terra-Sol, ao meio dia solar, com o plano do equador. Este ângulo assume valor nulo nos equinócios, sendo positivo no Verão do hemisfério

Norte e negativo no Inverno do mesmo hemisfério [13]. A fórmula que permite obter este ângulo é a seguinte:

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

onde:

δ_s - Declinação solar;

n - número do dia no ano.

3.2.2. Ângulo de inclinação

É o ângulo formado pelo plano da superfície recetora e a horizontal do ponto considerado. Existem ângulos de inclinação diferentes de acordo com as coordenadas geográficas do local [13].

3.2.3. Altura solar

É o Ângulo compreendido entre o raio solar e a sua projeção sobre o plano horizontal. Pode-se obter a altura solar a partir do valor do ângulo de declinação e o respetivo valor da latitude do local. Quanto maior a latitude do local, menor será a altura solar. A altura solar será determinante para obter o ângulo de inclinação ótimo para os painéis solares [13]. Para obter este ângulo, pode-se aplicar as seguintes fórmulas:

$$\gamma_s = 90 - \varphi + \delta_s \quad (3.2)$$

$$\gamma_s = 90 + \varphi - \delta_s \quad (3.3)$$

onde:

φ - Latitude do local;

δ_s - Declinação solar;

γ_s - Altura solar.

Ou em alternativa, pode ser aplicada uma outra com uma maior precisão:

$$\sin \gamma_s = \sin \varphi \times \sin \delta_s + \cos \varphi \times \cos \delta_s \times \cos h_s \quad (3.4)$$

onde:

h_s - Ângulo horário solar (em graus).

3.2.4. Ângulo de incidência

É o ângulo formado pela radiação direta sobre a superfície recetora e a perpendicular a essa mesma superfície (zénite do local) [13]. Este ângulo pode ser obtido recorrendo à seguinte expressão:

$$\cos \beta = \sin \delta_s \times \sin \varphi \times \cos \alpha \quad (3.5)$$

onde:

φ - Latitude do local;

δ_s - Declinação solar;

α - Inclinação do painel;

β - Ângulo de incidência.

3.2.5. Ângulo de azimuth

É o ângulo formado pela projeção horizontal da linha perpendicular à superfície recetora e a linha que passa por esta e o sul geográfico. É o ângulo que define a direção do movimento do Sol. O azimuth do local permite saber qual a melhor orientação para os painéis [13]. O ângulo de azimuth é obtido da seguinte forma:

$$\sin a_s = \frac{\cos \delta_s \times \sin h_s}{\cos \gamma_s} \quad (3.5)$$

onde:

δ_s - Declinação solar;

γ_s - Altura solar;

h_s - Ângulo horário solar (em graus);

a_s - Azimute solar.

A representação de todos estes ângulos abordados encontra-se na **Figura 21**.

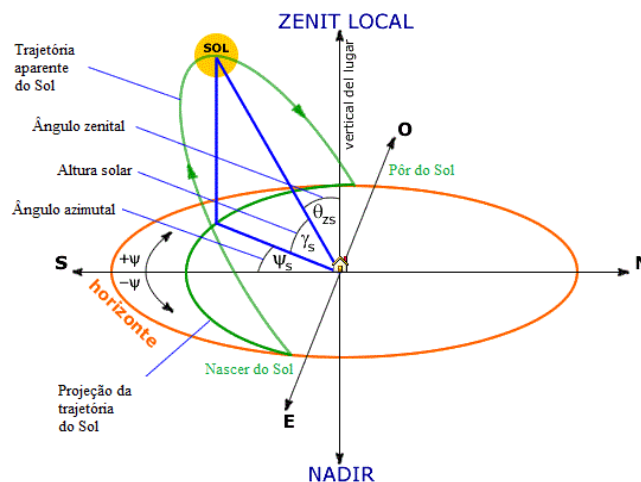


Figura 21 - Ângulos caraterísticos da radiação solar [32].

3.3. Orientação e inclinação de painéis

A disposição dos painéis fotovoltaicos em relação ao Sol é algo muito importante para a otimização de produção de energia. Os painéis devem estar orientados de modo que a sua superfície de exposição ao sol esteja voltada para o equador. Ou seja, no caso das instalações do hemisfério norte, os painéis devem estar voltados para o sul geográfico, enquanto nas instalações do hemisfério sul, estes devem estar orientados para o norte. Em Portugal, a orientação que maximiza a quantidade de radiação captada por uma superfície coincide com o sul geográfico [33].

Relativamente à inclinação dos painéis, esta deverá otimizar a captação de radiação solar tendo em conta a variação da altura solar ao longo do ano. Nos casos em que os painéis se encontram fixos e não possuem nenhum sistema de seguimento solar, é necessário aplicar uma inclinação que otimize ao máximo a captação de radiação solar, quer no Inverno ou no Verão. Em Portugal, a inclinação ótima dos painéis não varia muito para além dos 30°. Uma aproximação do ângulo ótimo de inclinação dos painéis pode ser determinada pela seguinte fórmula:

$$\alpha = 3,7 + 0,69 \times \varphi \quad (3.6)$$

onde:

α - inclinação ótima do painel;

φ - latitude do local de instalação.

Em alternativa a esta fórmula, existem já vários programas que através da indicação das coordenadas do local de implementação, calculam a inclinação e indicam a direção mais adequada, como é o caso do *PVsyst*.

A instalação de painéis solares em telhados inclinados, orientados para outras posições que não a ótima diminui a captação de radiação solar, o que conduz a uma diminuição da produção de energia. Uma orientação dos telhados para sudeste ou sudoeste, ou uma inclinação entre os 20° e os 50° implica uma redução máxima da energia produzida em cerca de 10%. No caso de a instalação ser feita em telhados que se encontram voltados para outras direções ou que possuam uma inclinação diferente, fugindo da posição ótima, têm como consequência uma diminuição ainda maior na produção de energia [26].

3.4. Sombreamento

O sombreamento de painéis fotovoltaicos pode ocorrer sempre que exista algum obstáculo nas imediações da instalação. Este sombreamento dependerá da orientação, distância e altura em relação ao painel.

Sempre que possível, o sombreamento de painéis deve ser evitado, no entanto, existem situações em que não é possível evitar o sombreamento. Existem diferentes classificações para as sombras, dependendo da sua durabilidade ou da sua origem.

3.4.1. Tipos de Sombreamento

3.4.1.1. Sombreamento temporário

As sombras temporárias resultam da presença de neve, folhas, poeiras, fumo acumulado ou dejetos de pássaros. Dependendo dos locais onde as instalações são feitas, os módulos poderão estar mais expostos a estes efeitos. Deve-se ter especial atenção em zonas onde a queda de neve é frequente, ou em zonas florestais, onde há bastante folha. Deve-se ter também especial atenção em zonas industriais, onde a produção de fumos e partículas suspensas é constante [13] [26].

A acumulação de qualquer um destes elementos pode sobre o gerador fotovoltaico, pode sujar a sua superfície, causando manchas que podem causar sombras de maior permanência. Esta sujidade pode possuir um tempo de permanência maior ou menor dependendo do funcionamento de auto limpeza do módulo. A auto limpeza resulta da lavagem do módulo tendo em conta dois fatores, nomeadamente o grau de inclinação do mesmo e a água da chuva. Para um bom funcionamento da auto limpeza, o painel deverá possuir um grau de inclinação superior a 25°. Isto porque um ângulo superior a 25° provoca um aumento da velocidade de escoamento da água da chuva e por consequência melhora a limpeza da sujidade sobre a superfície. Assim sendo, este tipo de sombreamento pode ser combatido por um aumento da inclinação do painel fotovoltaico [13] [26].

Uma vez que em Portugal, o ângulo de inclinação ótimo dos painéis varia em torno dos 30°, então à partida o processo de auto limpeza dos módulos é eficaz.



a)



b)

Figura 22 - Sombreamento de painéis fotovoltaicos devido à deposição de neve (a) e de poeiras (b) [34] [35].

No caso da deposição de neve, verifica-se que esta derrete mais rapidamente no módulo do que a restante que se deposita fora do módulo. Relativamente ao sombreamento resultante da deposição de folha, dejetos de animais ou de partículas resultantes da poluição do ar, possui um impacto maior, uma vez que permanecem mais tempo sobre a superfície. Estima-se que em zonas onde o sistema de auto limpeza seja eficaz, as perdas por sombreamento variem entre 2% e 5% [26].

Em locais com grande acumulação de sujidade, normalmente recorre-se à limpeza utilizando água e utensílios suaves de limpeza, de modo a não riscar os módulos.

3.4.1.2. Sombreamento devido à localização

O sombreamento devido à localização da instalação resulta de edifícios circundantes ou de outros elementos que a rodeia. Os prédios circundantes, árvores e outros objetos próximos podem provocar sombreamento direto do gerador fotovoltaico ou provocar o escurecimento do horizonte.

Cabos que podem passar por cima da instalação podem também provocar um efeito negativo, uma vez que a sua sombra se move com o evoluir do dia.

3.4.1.3. Sombreamento causado pelo próprio edifício

Este tipo de sombreamento é causado devido a sombras resultantes de elementos pertencentes ao edifício em que a instalação se encontra. São exemplo chaminés, antenas de telecomunicações, antenas satélite, entre outros objetos.

Em algumas situações, esta sombra pode ser evitada, deslocando o gerador fotovoltaico, ou o objeto, caso seja possível. No caso de não ser possível evitar este tipo de sombreamento, podem ser produzidas sombras diretas particularmente críticas [13] [26].

3.4.2. Consideração de sombras

De modo a saber qual as sombras que poderão afetar uma instalação fotovoltaica é necessário, antes da implementação, proceder à análise do sombreamento no local escolhido. Normalmente para se proceder a esta análise, considera-se o ponto central da instalação.

A análise das sombras pode ser feita através de um analisador de sombras (registo fotográfico e *software*), mapa da trajetória solar ou recorrendo a um plano do local e mapa da trajetória solar. Neste último caso, calcula-se a distância e as dimensões da projeção da sombra. Partindo desta informação, é possível obter o ângulo de azimute e o ângulo de elevação [26].

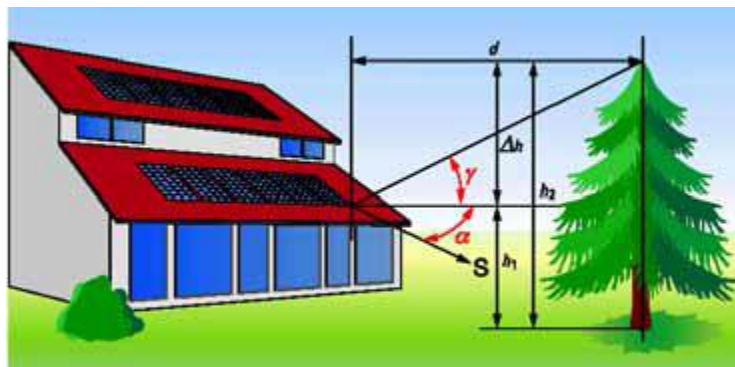


Figura 23 - Consideração de sombras para uma instalação fotovoltaica [26].

Para obter o ângulo da altura solar em caso de existência de sombreamento, recorre-se à seguinte expressão:

$$\tan \gamma_s = \frac{h_2 - h_1}{d} \quad (3.7)$$

onde:

γ_s - Ângulo da altura solar;

h_2 - Altura do objeto que projeta a sombra;

h_1 - Altura do sistema fotovoltaico;

d - Distância entre o sistema fotovoltaico e o objeto.

3.4.3. Sombreamento causado por outros painéis da instalação

Outra situação passível de provocar sombreamento nos painéis fotovoltaicos pode ocorrer em grandes explorações fotovoltaicas. Para evitar esta situação deve-se manter uma distância mínima entre fileiras, de modo a que a fileira da frente não provoque sombra à de trás [13].

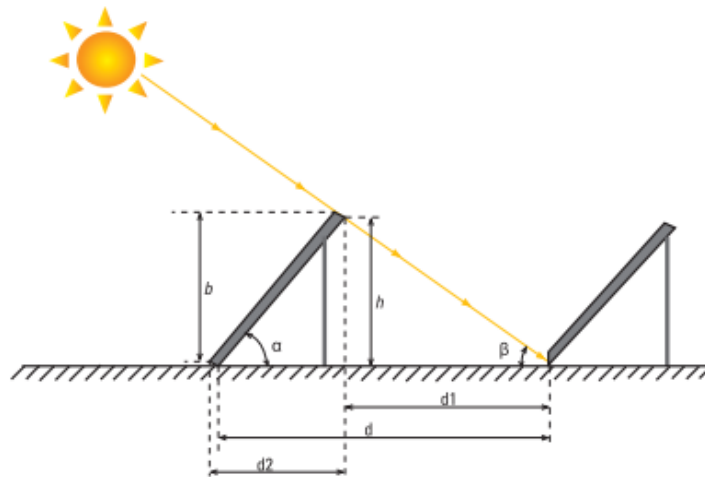


Figura 24 - Distância a aplicar entre fileiras de modo a evitar sombreamentos [13].

De modo a obter essa distância mínima entre fileiras pode-se aplicar a seguinte expressão:

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

onde:

d - Afastamento entre fileiras;

b - Comprimento do painel fotovoltaico;

β - Ângulo a que corresponde a altura mínima do Sol a 22 de Dezembro;

α - Inclinação dos painéis fotovoltaicos;
h - Altura.

Ao proceder à montagem da instalação fotovoltaica, deve ser sempre assegurada a distância mínima, de modo a prevenir o sombreamento entre fileiras.

3.4.4. Efeitos do sombreamento nos módulos fotovoltaicos

Tal como foi referido anteriormente, sempre que possível o sombreamento de módulos fotovoltaicos deve ser evitado uma vez que este coloca em causa a sua segurança e o seu rendimento.

O sombreamento de um módulo fotovoltaico afeta a sua curva característica e por consequência ocorre um desvio do seu MPP, provocando uma diminuição da sua potência relativamente a outro módulo que não se encontre sombreado.

No caso de ocorrer sombreamento pode ainda se dar a formação de um ponto quente. Este ponto quente prejudica o rendimento do módulo, podendo em casos extremos provocar a sua destruição. O ponto quente ocorre quando flui uma corrente inversa relativamente elevada (no máximo igual à corrente de curto circuito) através da célula solar. A célula é forçada a uma polarização inversa, dissipando energia sobre forma de calor, podendo causar sobreaquecimento, danificando o encapsulamento e comprometendo o desempenho de todo o módulo [13]

Caso caia algum objeto sobre o módulo, como por exemplo uma folha, e uma célula do módulo fique totalmente coberta, esta passará a estar inversamente polarizada, atuando como uma carga, convertendo energia em calor. Se a corrente que a atravessa for muito elevada, poderá resultar num ponto quente [13].

Essa situação encontra-se representada na **Figura 25**.

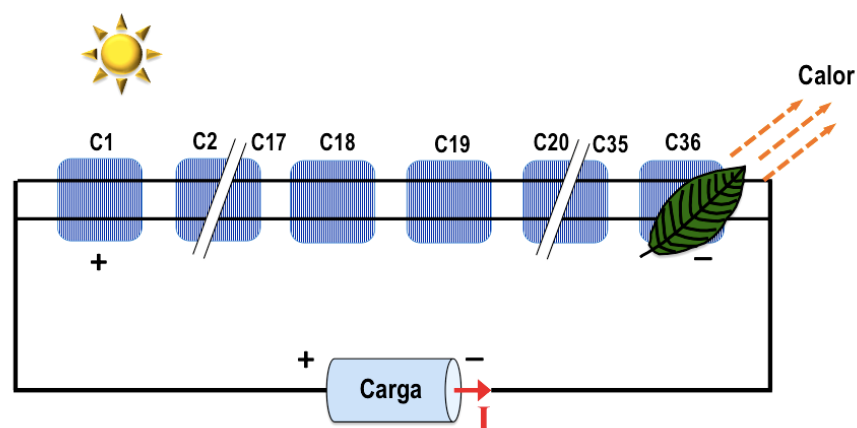


Figura 25 - Sombreamento ocorrido devido à queda de folha [24].

De modo a prevenir o aparecimento de pontos quentes é ligado em antiparalelo com as células dos módulos díodos de *by-pass*. A colocação deste díodo evita que em caso de

sombreamento ocorra o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células. Deste modo evita-se a danificação do módulo fotovoltaico em caso de sombreamento, permitindo que este se mantenha em produção, embora esta seja diminuída enquanto ocorre o sombreamento [13] [24].

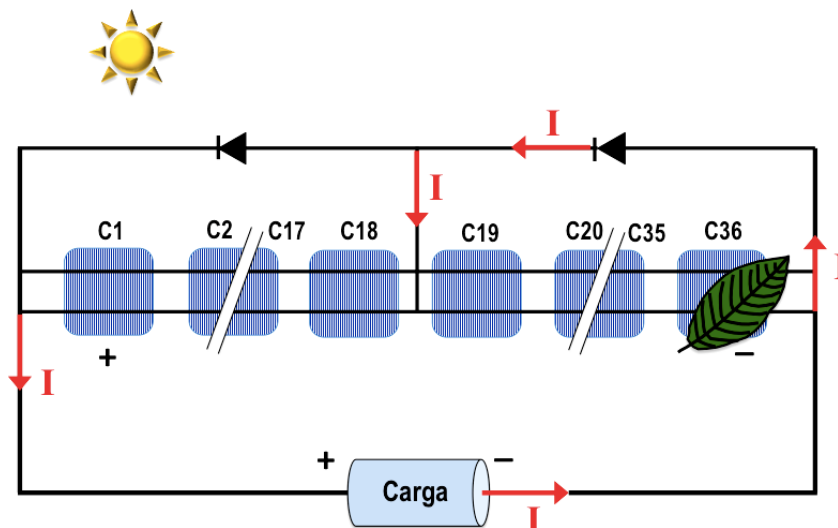


Figura 26 - Módulo fotovoltaico sombreado com diodo *by-pass* [24].

Um outro problema no sombreamento é a acumulação de neve sobre os módulos fotovoltaicos como foi visto antes. A acumulação de neve também pode afetar o rendimento do módulo fotovoltaico. Uma das soluções para esse problema consiste em dispor os módulos na horizontal e não na vertical [13].

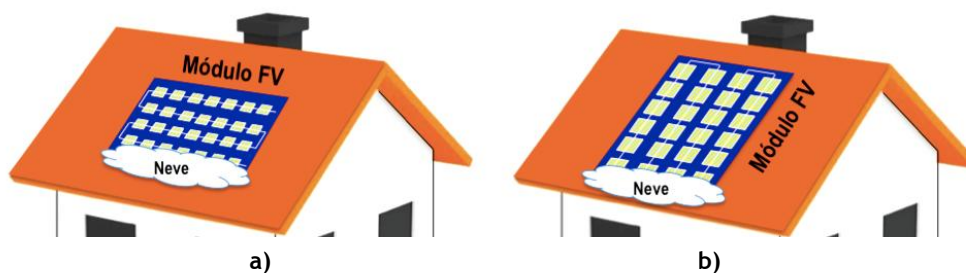


Figura 27 - Disposição horizontal (a) e vertical (b) dos módulos fotovoltaicos [24].

Tendo em conta as ligações internas entre as células que compõem o módulo fotovoltaico, verifica-se que a posição horizontal para o módulo corresponde àquela que apresenta menos efeitos negativos. Isto porque apenas uma fileira de células em série é afetada, mantendo-se a produção nas restantes fileiras [24].

Optando pela posição vertical do módulo implicaria o sombreamento de todas as fileiras pela neve, o que resultaria num rendimento muito mais baixo do módulo fotovoltaico [24].

Capítulo 4

Sistemas Solares Fotovoltaicos

Neste capítulo serão abordados os diferentes tipos de sistemas solares fotovoltaicos, especificando as diferentes características apresentadas por estes. Serão ainda apresentados os diferentes componentes que constituem estes sistemas e a sua respetiva descrição.

4.1. Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados de forma independente da rede elétrica. Podem ser utilizados para alimentar uma ou várias cargas às quais estejam ligados ou para armazenar a energia em baterias no caso em que a produção excede o consumo. Este tipo de sistemas é uma boa solução para situações em que a carga se encontre num local remoto, longe da rede elétrica.

Existem outras situações, em que as produções fotovoltaicas encontram-se ligadas à rede. Nestes casos, existem produções que alimentam habitações e vendem o excedente de produção à rede, ou então explorações dedicadas exclusivamente à produção de energia em grande escala para venda à rede pública.

Dependendo do regime de produção, os sistemas podem ser classificados em sistemas autónomos, híbridos ou sistemas ligados à rede.

4.1.1. Sistemas Autónomos

Os sistemas autónomos consistem em produções solares fotovoltaicas que se encontram desligadas da rede e não possuem nenhuma outra forma de produção de energia associada. Este tipo de solução é muito encontrado, por exemplo, em locais remotos onde o acesso à rede elétrica é bastante difícil ou para sistemas mais pequenos como pequenos sistemas de iluminação, sinalização, entre outros.

Estes sistemas podem alimentar a carga diretamente em corrente contínua (DC) ou em corrente alternada (AC), no caso em que lhe é associado um inversor. Pode ainda permitir o armazenamento de energia através de uma ou várias baterias.

4.1.1.1. Com armazenamento

Nos sistemas em que há a possibilidade de armazenamento, existem baterias que permitem acumular energia de modo a que nos dias de pouca radiação possa haver energia disponível para alimentação das cargas.

Estes sistemas são compostos por um conjunto de módulos, um regulador de carga, uma ou mais baterias e um inversor. Os reguladores de carga são responsáveis pelo controlo da carga das baterias. As baterias deverão ter a capacidade de alimentar a carga durante a noite ou durante os dias em que a radiação solar possui valores baixos [13].

4.1.1.2. Sem armazenamento

Os sistemas autónomos sem armazenamento são sistemas que consomem diretamente a energia produzida sem ser necessário acumulá-la em baterias. Este tipo de sistemas só funciona durante as horas em que há radiação solar, ou seja, durante o dia. Esta solução é muito utilizada em sistemas de bombeamento de água.

Têm a vantagem de ser sistemas baratos. Pode ser associado a estes sistemas um comutador à rede elétrica que permite o seu funcionamento nas situações em que não há radiação solar [13].

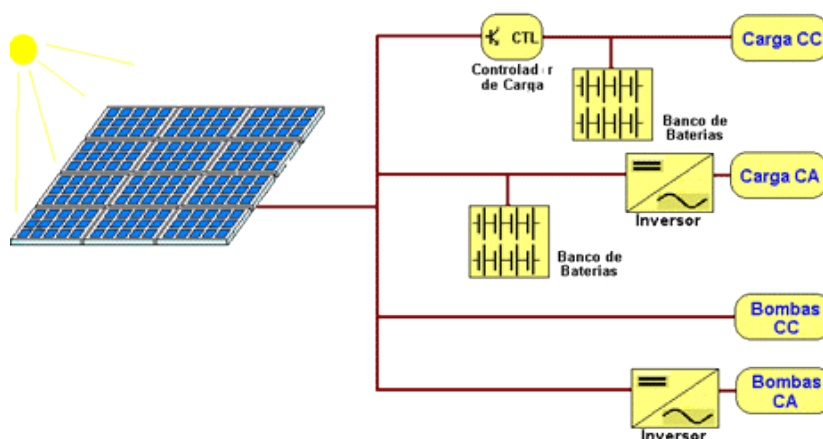


Figura 28 - Exemplo de sistemas fotovoltaicos isolados com e sem armazenamento de energia em baterias [21].

4.1.2. Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos são compostos por um sistema fotovoltaico, combinado com outras formas de produção de energia elétrica que asseguram a alimentação da carga em caso de inexistência de radiação solar.

Este tipo de solução é adotado nas situações em que é necessário garantir o fornecimento ininterrupto de energia em regiões onde as redes são instáveis. Estes sistemas são compostos por uma combinação de tecnologia fotovoltaica com pequenas eólicas ou com geradores a diesel ou a gás, por exemplo.

Uma vez que estes sistemas conjugam diferentes tecnologias, requerem sistemas de controlo mais eficientes do que no caso dos sistemas autónomos [13].

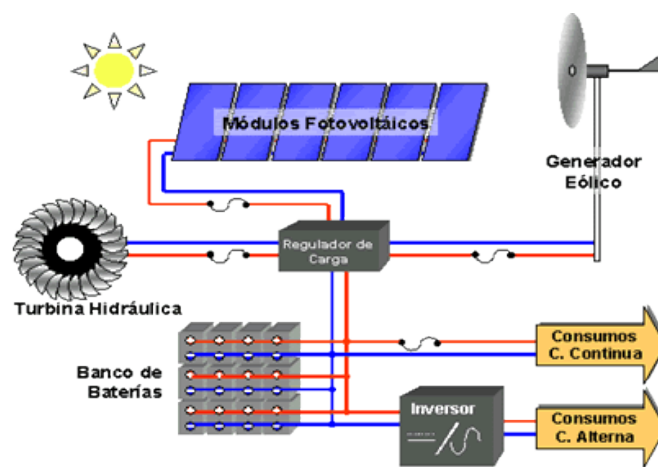


Figura 29 - Exemplo de um sistema híbrido [20].

4.1.3. Sistemas ligados à rede

Nos sistemas ligados diretamente à rede são sistemas que possuem uma interligação à rede pública de energia, podendo vender e consumir energia. Nestes sistemas podemos ter duas situações. Por um lado podemos ter o Regime Produtor-Consumidor, em que o produtor utiliza a energia produzida, vendendo apenas o excedente de energia à rede. Nestes sistemas, podem ocorrer situações em que a produção é insuficiente ou até mesmo nula. Nestes casos, o produtor pode consumir energia fornecida a partir da rede elétrica.

Por outro lado, existe o Regime Produtor que vendem toda a energia que produzem à rede. Na **Figura 30** encontra-se representada uma produção ligada diretamente à rede em regime Produtor-Consumidor.

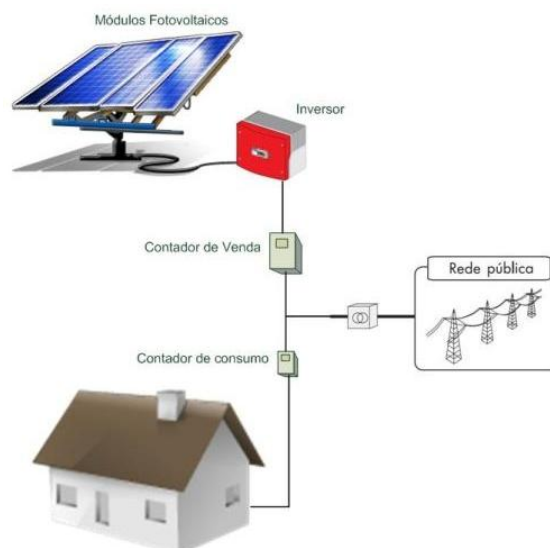


Figura 30 - Sistema Solar fotovoltaico ligado à rede de energia - Regime Produtor-Consumidor [22].

Os sistemas de Regime Produtor-Consumidor consistem apenas num conjunto de painéis fotovoltaicos interligados, um inversor e um contador para ligação à rede pública de eletricidade. Com o aparecimento deste tipo de sistemas, assiste-se a uma descentralização da produção de energia o que faz com que haja uma diminuição das perdas no transporte de energia e uma redução do aumento da capacidade das linhas de transmissão e distribuição.

Por outro lado, um dos grandes inconvenientes deve-se ao facto destes sistemas possuírem uma produção inconstante. Isto porque estão dependentes das condições climáticas, sendo que à noite a produção é nula.

Neste trabalho será focada a situação do regime Produtor, considerando um parque solar fotovoltaico com uma determinada potência instalada.



Figura 31 - Exemplo de um parque solar fotovoltaico - Regime Produtor [23].

4.2. Componentes de um sistema solar fotovoltaico

4.2.1. Módulos fotovoltaicos

Os módulos solares fotovoltaicos são a base para a geração de energia elétrica a partir da radiação solar. Estes geram energia elétrica a partir da incidência de luz solar. A energia produzida por um módulo pode ser calculada a partir da seguinte fórmula:

$$E_{Produzida} = P_{Pico} \times N^{\circ} \text{ de horas de radiação solar (kWh)} \quad (3.1)$$

A associação de módulos fotovoltaicos permite o aumento da potência global do sistema. Esta ligação pode ser feita de maneiras diferentes. Pode-se fazer a associação de módulos em série, em paralelo ou mista.

4.2.1.1. Associação de módulos em série

À associação de módulos em série é tipicamente chamada de *string* ou fileira. Esta permite variar a tensão final do sistema e manter constante a corrente. Para a associação em série de módulos, devem ser utilizados módulos com a mesma potência máxima para a minimização de perdas de potência no sistema.

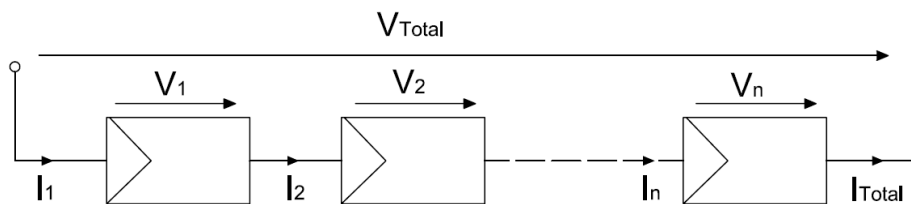


Figura 32 - Ligação em série de módulos fotovoltaicos [24].

A ligação em série de módulos fotovoltaicos permite os resultados seguintes:

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (3.2)$$

$$I_{Total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n = I_{Total} \quad (3.3)$$

$$P_{Total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (3.4)$$

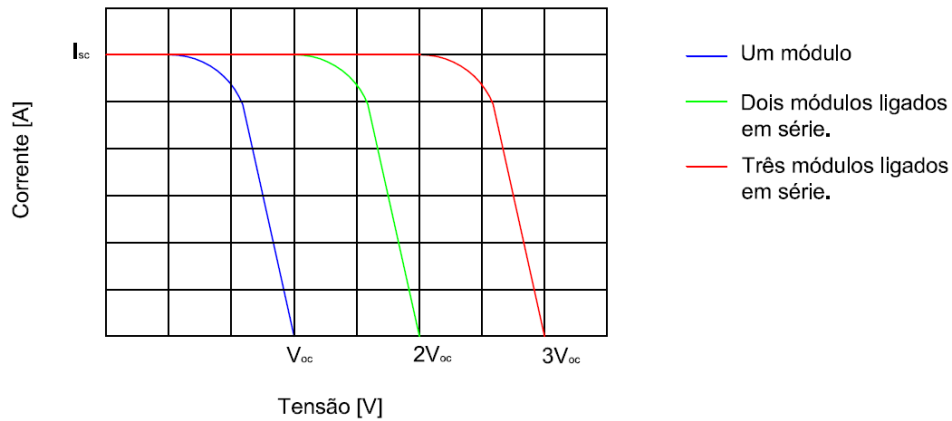


Figura 33 - Variação da tensão na ligação de módulos em série [24].

Tal como referido antes, pode-se verificar neste gráfico que a ligação de módulos em série aumenta a tensão final do sistema e mantém constante a corrente.

A associação em série de módulos requer a análise da *datasheet* do módulo escolhido, de forma a verificar o valor máximo da tensão permitido para a associação dos mesmos [13].

4.2.1.2. Associação de módulos em paralelo

Ao contrário da ligação em série, a associação de módulos em paralelo permite manter fixa a tensão de saída do sistema e variar a corrente total.

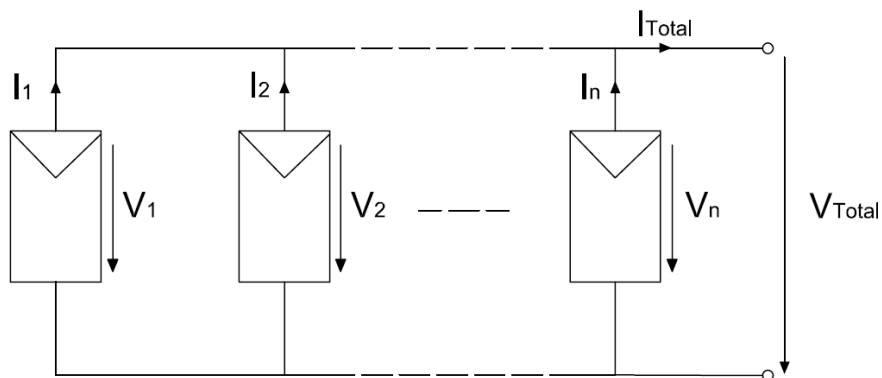


Figura 34 - Ligação em paralelo de módulos fotovoltaicos [24].

Através da análise da **Figura 34**, sabe-se que:

$$V_{Total} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (3.5)$$

$$I_{Total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \times I \quad (3.6)$$

$$P_{Total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (3.7)$$

Neste caso, analisando a curva característica $V-I$, verifica-se que a tensão se mantém constante, no entanto a corrente varia de acordo com o número de módulos ligados em paralelo.

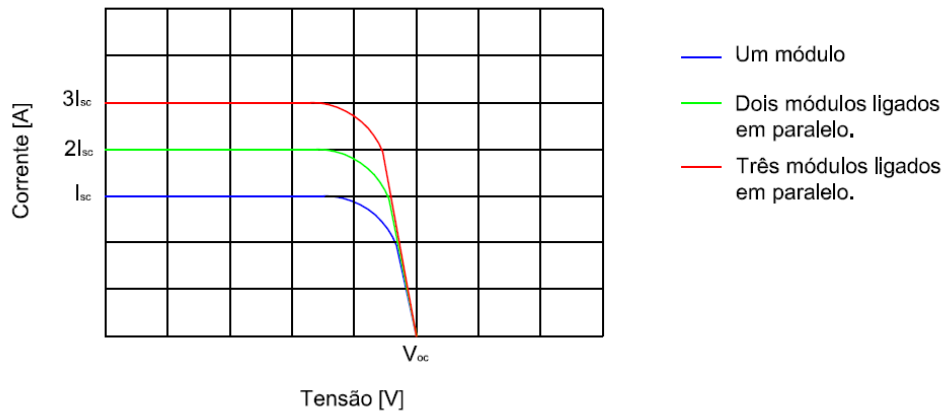


Figura 35 - Variação da corrente na ligação de módulos em paralelo [24].

4.2.1.3. Associação mista de módulos

Para além da associação série e paralelo, existe ainda a possibilidade de associação mista de módulos fotovoltaicos. Nesta situação, encontram-se módulos ligados em série, formando fileiras, estando estas por sua vez ligadas em paralelo. As fileiras têm obrigatoriamente de ter o mesmo número de módulos ligados.

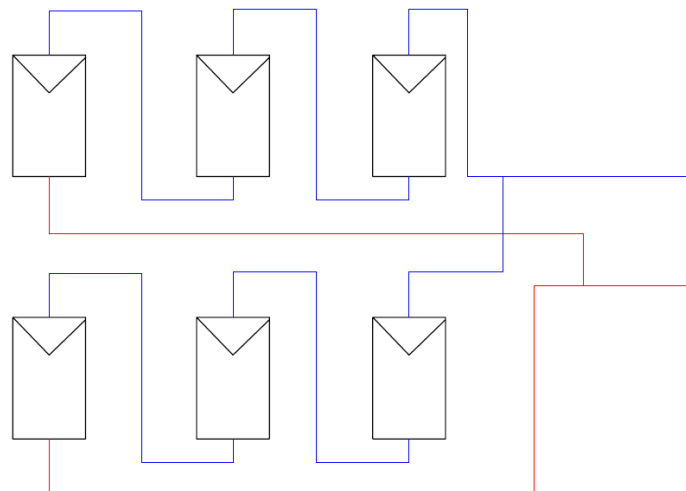


Figura 36 - Associação mista de módulos fotovoltaicos.

Na **Figura 36** pode-se observar a ligação de 6 módulos, divididos num paralelo de 2 *strings* de 3 módulos ligados em série. Este tipo de associação permite um aumento da corrente e tensão finais do sistema, aumentando a potência total.

Neste caso, cálculo da corrente e da tensão do sistema será feita da seguinte forma:

$$V_{Total} = n_s \times V = 3 \times V \quad (3.8)$$

$$I_{Total} = n_p \times I = 2 \times I \quad (3.9)$$

onde,

- n_s - Número de módulos por fileira;
- n_p - Número de fileiras em paralelo;
- V - Tensão de funcionamento de cada módulo [V];
- I - Corrente fornecida por cada módulo [A].

4.2.1.4. Caraterísticas dos módulos fotovoltaicos

Os módulos solares fotovoltaicos apresentam uma folha de caraterísticas elétricas, mecânicas e térmicas - *datasheet*. Estas fichas técnicas são disponibilizadas pelo produtor dos módulos e caracteriza o mesmo.

As caraterísticas presentes nas *datasheet* de cada módulo fotovoltaico resultam de medições feitas pelos fabricantes em condições de referência - **STC**⁴. As condições **STC** permitem a comparação de módulos diferentes, uma vez que os resultados são obtidos tendo por base as mesmas condições.

Na implementação de módulos em explorações reais, é muito difícil se verificar a temperatura e radiação de referência utilizadas nesses testes. Por este facto, é bastante comum ser apresentada a temperatura nominal de funcionamento - **NOCT**⁵. Esta é definida como sendo a temperatura atingida pelos módulos quando sujeita às seguintes condições:

- Intensidade da radiação solar incidente na superfície: 800W/m²;
- Temperatura do ar: 20°C;
- Velocidade do Vento: 1m/s.

⁴ **STC** - *Standard Test Conditions* (Condições de teste Standard) - Para poder comparar diferentes os rendimentos de diferentes módulos, recorre-se às mesmas condições de teste. Radiação=1000W/m²; Temperatura=25°C; AM (Air Mass)=1,5.

⁵ **NOCT** - *Nominal Operating cell temperature* (Temperatura nominal de funcionamento).

4.2.1.5. Efeito da intensidade da radiação solar sobre a curva caraterística

A intensidade de radiação incidente no módulo fotovoltaico é um fator que influencia diretamente o funcionamento do mesmo. O seu efeito é visível pela sua curva caraterística.

Com o aumento da irradiação, aumenta também a corrente de curto-circuito. A tensão não se mantém constante, no entanto a sua variação é muito pequena quando comparada com a corrente. Na **Figura 37**, pode-se observar de forma mais clara essa variação de tensão resultante dos diferentes valores de irradiação [13].

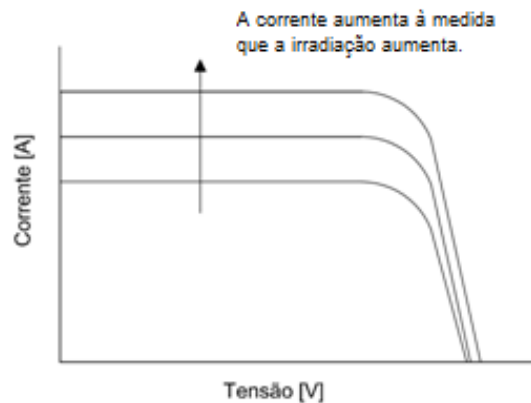


Figura 37 - Variação da corrente com a irradiação.

4.2.1.6. Efeito da temperatura sobre a curva característica

Tal como a irradiação, também a temperatura é um fator importante no funcionamento do módulo fotovoltaico. A temperatura, ao contrário da irradiação, altera os valores da tensão e mantém os valores da corrente. Um aumento da temperatura provoca uma diminuição da tensão, ao passo que a corrente se mantém quase constante. Embora se verifique uma ligeira variação na corrente, esta não é tão significativa como a da tensão. Na **Figura 38** pode-se ver melhor a influência da temperatura sobre a curva caraterística dos módulos [13].

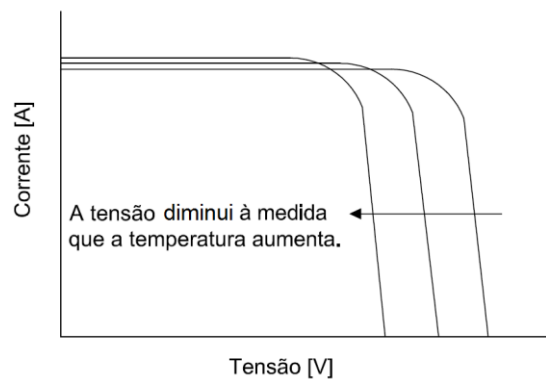


Figura 38 - Efeito da temperatura sobre a curva caraterística.

4.2.2. Inversor

4.2.2.1. Funcionamento

O *inversor* ou *ondulador* é um equipamento elétrico que permite converter corrente contínua (DC) em corrente alternada (AC), mudando a sua forma de onda.

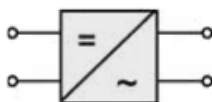


Figura 39 - Símbolo elétrico do inversor [26].

Tal como já foi referido antes, o efeito fotovoltaico permite converter energia solar em energia elétrica, sendo esta em corrente contínua. Uma vez que toda a rede elétrica e a grande parte dos equipamentos elétricos funcionam em corrente alternada, este é um equipamento indispensável na maioria das instalações fotovoltaicas.

Nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, o inversor permite adequar as características de energia gerada pelos módulos às características da rede elétrica a que se encontra ligado.

A constituição de um inversor DC/AC é normalmente feita por transístores e tiristores, capazes de cortar muitas vezes por segundo (50 ciclos por segundo) a corrente contínua, produzindo uma série de impulsos e simulando a característica fundamental que tem a corrente contínua [13].

Na escolha de um inversor para a instalação a ser dimensionada deve ser tido em conta as características do mesmo. Estas características são apresentadas na *datasheet* disponibilizada pelos fabricantes.

Um dos aspetos mais importantes na seleção do inversor tem a ver com a sua eficiência de conversão, isto é, o seu rendimento.

A sua eficiência obtém-se pelo quociente entre a potência de saída do inversor pela potência de entrada [13].

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (3.10)$$

onde,

P_{AC} - Potência efetiva de saída

P_{DC} - Potência efetiva de entrada

Um outro fator a ter em conta na escolha do inversor é a potência do mesmo. Esta deve possuir um valor entre:

$$0,7 \cdot P_{FV} < P_{INV(DC)} < 1,2 \cdot P_{FV} \quad (3.11)$$

4.2.2.2. Tipos de Inversores

Dependendo do tipo de tecnologia que os compõe, do seu comportamento e da sua saída, os inversores DC/AC podem ser classificados do seguinte modo:

- Inversor de onda quadrada;
- Inversor auto-controlado;
- Inversor para sistemas autônomos;
- Inversores autônomos:
 - Inversor de onda quadrada;
 - Inversor semi-sinusoidal;
 - Inversor sinusoidal.

4.2.2.3. Funções do Inversor

Os inversores utilizados em produções fotovoltaicas ligadas à rede tem como principais funções:

- Verificar o Ponto de Máximo de Potencia - **MPPT**: Através do controlo da corrente e tensão, o inversor é capaz de executar ajustes de modo a manter os módulos fotovoltaicos a operar perto do seu ponto de maior potência [25].
- Converter corrente contínua (DC) gerada pelo painel fotovoltaico em corrente alternada (AC): Uma vez que a corrente gerada a partir dos módulos fotovoltaicos é em corrente contínua, o inversor cria uma forma de onda alternada. A semelhança desta com a forma de onda sinusoidal deve ser elevada [25].
- Desligar da rede sempre que necessário: O inversor é capaz de desligar o sistema fotovoltaico da rede caso os níveis de corrente, tensão e frequência não estejam dentro de valores aceitáveis impostos pelos padrões da rede elétrica ou também do lado DC. Possui ainda a capacidade de desligar da rede quando a mesma não estiver energizada, quer se trate de alguma falha ou então de operações de manutenção, evitando possíveis acidentes com operadores [25].
- Produzir Relatório de Status: Os inversores podem apresentar um painel de informação com parâmetros de entrada e armazenamento das informações ou envio para um computador. Podem ser registados, por exemplo, grandezas elétricas como a tensão DC e AC, corrente DC e AC, potencia AC, energia AC diária, energia AC acumulada entregue a rede, frequência, e os parâmetros meteorológicos e térmicos, como irradiação no plano dos geradores e a temperatura de operação dos módulos [25].

4.2.3. Baterias

As baterias são componentes que por norma se encontram integrados em sistemas autónomos, desligados da rede. São estas que acumulam a energia nas horas em que a produção de excede o consumo das cargas. Esta energia acumulada é utilizada quando ocorre o inverso, ou seja, quando a produção não for suficiente para alimentar as cargas.



Figura 40 - Baterias utilizadas em sistemas solares fotovoltaicos [40].

Dentro dos vários tipos de baterias disponíveis no mercado para os sistemas solares fotovoltaicos, temos:

- Baterias de acumuladores de chumbo-ácido;
- Baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd);
- Bateria de níquel-hidretos metálicos (Ni-MH);
- Bateria de iões de lítio;
- Bateria de iões de lítio com eletrólito de polímero.

Atualmente as baterias de iões de lítio são as que possuem um maior período de vida e uma maior resistência aos ciclos de carga e descarga. No entanto, são estas as mais caras no mercado.

Por outro lado, as baterias acumuladoras de chumbo-ácido possuem um custo menor, sendo as mais utilizadas nas instalações fotovoltaicas. Estas apresentam uma melhor relação qualidade-preço, podendo fornecer elevada ou reduzida corrente de carga [26].

4.2.3.1. Baterias de acumuladores de chumbo-ácido

Este tipo de baterias é formado por um conjunto de células que se encontram ligadas dentro de um invólucro. Cada uma dessas células possui uma tensão nominal de 2V. Estas são agrupadas em série ou em paralelo até se obter a tensão pretendida para a bateria.

As células que compõem estas baterias podem ser positivas, compostas por chumbo esponjoso, ou negativas, compostas por dióxido de chumbo. O eletrólito que as compõe é uma solução diluída de ácido sulfúrico [13].

Dependendo da tecnologia das suas placas e do seu eletrólito, as baterias de chumbo-ácido podem ainda ser divididas em diferentes tipos:

- Baterias húmidas;
- Baterias de gel (VRLA);
- Baterias estacionárias com placas tubulares (tipo **OPzS**⁶ ou **OPzV**⁷);
- Baterias de bloco com placas positivas planas.

Dentro das diferentes tecnologias anteriores, as baterias húmidas são as mais utilizadas nas instalações fotovoltaicas. Os elétrodos positivo e negativo encontram-se nas placas e o eletrólito encontra-se espalhado pela estrutura, razão pela qual este tipo de baterias apresenta um baixo custo [26].

As baterias de gel de chumbo são uma versão melhorada da bateria tradicional de ácido de chumbo. Nestas baterias, o ácido sulfúrico é imobilizado pelo recurso a aditivos, passando a ter uma consistência espessa, idêntica à de um gel [26].

Relativamente às baterias estacionárias com placas tubulares, estas podem ser do tipo **OPzS** (contêm o eletrólito fluido e separadores especiais) ou do tipo **OPzV** (baterias seladas com eletrólito de gel e válvula de segurança). Na sua constituição, possuem elétrodos positivos que consistem em placas tubulares. No interior destas placas existem tubos permeáveis que rodeiam as varetas, através dos quais passa o eletrólito. Este tipo de baterias é aconselhável para instalações permanentes, ou instalações fotovoltaicas autónomas, uma vez que a sua durabilidade varia entre os quinze e vinte anos [26].

No caso das baterias de bloco com placas positivas planas, os elétrodos positivos são placas planas e os elétrodos negativos são placas radiais. Neste caso, as varetas não estão encaixadas de forma individual, estando inseridas num elemento protetor comum. Deste modo consegue-se algo mais simples do que as baterias com placas tubulares, o que faz diminuir o seu custo de produção [26].

4.2.4. Controladores de carga

A utilização dos controladores ou reguladores de carga é feita em sistemas que possuam baterias associadas à instalação. A função do controlador de carga nas instalações fotovoltaicas é proteger as baterias contra sobrecargas [13].

O controlador tem a função de impedir que a bateria continue a receber carga do painel após esta atingir a sua capacidade de armazenamento de carga. Isto impede a detioração da bateria, prolongando o seu tempo de vida útil [13].

Por outro lado, o controlador também previne a bateria contra descargas profundas, evitando que se esgote o seu excesso de carga, provocando uma diminuição da sua capacidade. Para além disso, o controlador de carga permite que um sistema funcione no seu ponto de máxima eficiência [13].

⁶ **OPzS** - Em alemão “*Orstfeste Panzerplatte Spezial*” - Placa Tubular Estacionária Especial.

⁷ **OPzV** - Em alemão “*Orstfeste Panzerplatte Verschlossen*” - Placa Tubular Estacionária Selada.

4.2.5. Condutores elétricos

Os condutores elétricos utilizados nas instalações fotovoltaicas podem ser de cobre ou alumínio. No dimensionamento de uma instalação fotovoltaica é importante ter em consideração o correto dimensionamento dos cabos, uma vez que estes farão a ligação entre os geradores fotovoltaicos e as caixas de junção, entre estas e o inversor e entre o inversor e o ponto de ligação com a rede.



Figura 41 - Cabo para sistemas fotovoltaicos [13].

Ao dimensionar os cabos para uma instalação fotovoltaica deve-se ter em atenção três critérios essenciais:

- Cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal;
- Cumprimento dos limites fixados pela corrente máxima admissível pelo cabo;
- Minimização de perdas nas linhas.

O dimensionamento de cabos para corrente contínua (AC) deverá ter especial atenção com os esforços eletromecânicos (correntes paralelas de sentido inverso) e com o aquecimento por efeito de Joule ($P_J = R \cdot I^2$) [13].

4.2.6. Fusíveis de fileira e Interruptor principal DC

Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas e devem ser concebidos para funcionar em DC. A utilização destes fusíveis permite um isolamento elétrico das fileiras [13] [26].



Figura 42 - Fusíveis de fileira DC [13].

A corrente máxima admissível do cabo deverá ser superior à corrente nominal fusível e inferior à corrente limite de não fusão. A corrente limite de não fusão terá de ser igual ou inferior a 1.15 vezes a corrente máxima admissível pelo cabo utilizado na ligação do gerador fotovoltaico [13].

De modo a evitar sobrecargas, as características dos fusíveis deverão ainda respeitar simultaneamente as seguintes condições:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (3.12)$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_Z \quad (3.13)$$

onde,

I_B - Corrente de serviço da canalização (A);

I_n - Corrente estipulada do dispositivo de proteção (A);

I_Z - Corrente máxima admissível na canalização (A);

I_f - Corrente convencional de funcionamento do dispositivo de proteção (A).

Nas instalações fotovoltaicas é necessário também a instalação de um interruptor principal DC entre o gerador e o inversor. Isto porque na eventualidade da ocorrência de alguma falha ou para a realização de algum trabalho de manutenção, é necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico.



Figura 43 - Interruptor de corte DC [13].

A norma IEC 60364-7-712, “Instalações elétricas nos edifícios - requisitos para instalação ou localizações especiais - sistemas solares fotovoltaicos”, estipula a necessidade de instalação de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor [26].

O interruptor principal DC deverá possuir um poder de corte suficiente para permitir a abertura do circuito DC em segurança. Deverá ser dimensionado para a tensão máxima em circuito aberto do gerador solar, bem como para a corrente máxima do gerador. O interruptor DC por norma é instalado na caixa de junção do gerador [26].

4.2.7. Quadros elétricos e díodos de bloqueio

Os quadros elétricos permitem a ligação das fileiras individuais entre si, assim como o cabo principal DC. Nos quadros elétricos são normalmente instalados equipamentos de proteção e aparelhagem de corte. É frequentemente instalado um descarregador de sobretensões para conduzir sobretensões para a terra. Por vezes é também alojado aqui o interruptor principal DC [13].

De modo a obter o desacoplamento entre fileiras dos módulos individuais, podem ser utilizados díodos de bloqueio em série com cada fileira. A sua instalação permite que em caso da ocorrência de um curto-circuito ou sombreamento de uma fileira, as restantes continuem em funcionamento. Sem o diodo de bloqueio nas fileiras, caso ocorra um defeito, a corrente flui no sentido inverso nessa fileira.

A tensão destes díodos de bloqueio deverá ser igual ao dobro da tensão em circuito aberto da fileira.

Capítulo 5

Dimensionamento de um parque solar

Tal como abordado anteriormente, existem diferentes tipos de sistemas solares fotovoltaicos, nomeadamente sistemas autónomos, sistemas ligados à rede e sistemas híbridos. O foco deste trabalho será voltado especialmente para os sistemas solares fotovoltaicos ligados à rede.

Neste capítulo serão apresentados os procedimentos para a realização do dimensionamento de sistemas ligados à rede.

5.1. Caraterísticas do parque

A central de produção a dimensionar neste trabalho, será implementada no concelho de Sintra, na localidade de Almargem do Bispo, Alfouvar de Baixo. De seguida apresenta-se a vista de satélite do local.

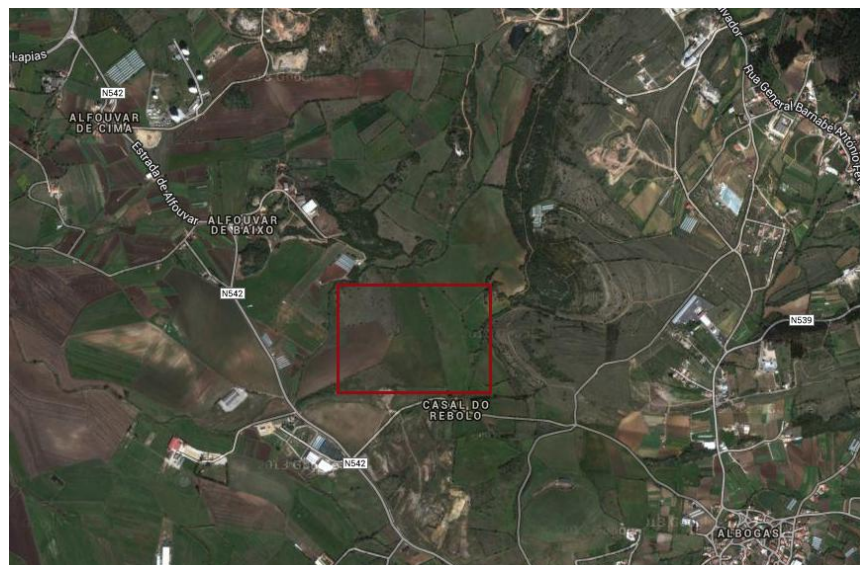


Figura 44 - Localização da central de produção solar fotovoltaica (assinalada a vermelho).

Pretende-se que a potência instalada nesta central de produção ligada à rede seja de 2MW. A energia produzida na central será injetada na rede a uma tensão de 10kV à frequência de 50Hz.

Nesta parte do trabalho considerou-se que a potência de pico da central seria 5% da sua potência instalada, ou seja, a sua potência de pico é de 2,1MWp.

Considerou-se ainda três casos de estudo, nomeadamente as situações em que serão instalados módulos monocristalinos, policristalinos e a situação em que são instalados módulos de filme fino. O dimensionamento para estes três casos para além de serem importantes para percebermos as diferenças entre as diferentes tecnologias, também serão importantes para o capítulo seguinte, uma vez que será feito um estudo sobre os três casos.

5.2. Dados meteorológicos

5.2.1. Irradiação

De modo a obter diversas informações úteis para o dimensionamento da central, foi utilizado o *software PVsyst*. Uma dessas informações diz respeito ao sombreamento e à irradiação do local. De seguida apresenta-se o resultado para a irradiação solar mensal durante o ano no local de implementação da central.

Tabela 2 - Irradiação obtida no PVsyst para Alfouvar de Baixo, Sintra.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Hor. global	66.4	78.7	144.4	158.3	199.4	216.1	225.0	207.0	155.6	113.2	65.0	58.1	1687.2	kWh/m².mth
Hor. diffuse	27.5	38.3	49.2	72.5	79.4	75.2	74.5	60.6	52.2	44.8	31.0	27.1	632.1	kWh/m².mth
Extraterrestrial	138.4	167.6	242.2	292.0	342.4	347.8	351.9	319.4	257.6	205.6	146.5	125.0	2936.6	kWh/m².mth
Clearness Index	0.479	0.470	0.596	0.542	0.582	0.621	0.639	0.648	0.604	0.551	0.443	0.465	0.575	
Amb. temper.	11.2	12.1	14.4	15.3	17.4	21.1	22.4	22.8	21.2	18.1	14.0	11.8	16.8	°C
Wind velocity	3.1	3.3	3.3	3.8	3.8	4.1	4.4	3.9	3.3	3.2	3.2	3.3	3.6	m/s

Na tabela anterior, retirada do *PVsyst*, pode-se observar os resultados para a irradiação horizontal global, irradiação horizontal difusa, irradiação direta, índice de claridade, temperatura ambiente e a velocidade do vento respeitantes a cada mês do ano. Esta tabela foi retirada da folha de dados meteorológicos, retirada do *PVsyst* e presente no Anexo A.

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que é nos meses de verão que se obtêm valores mais elevados de irradiação, nomeadamente me Junho, Julho e Agosto.

5.2.2. Orientação e Sombreamento

Recorrendo ao PVsyst, obteve-se a orientação ideal para painel, tendo em conta a sua localização. Verificou-se que o melhor ângulo para a disposição dos painéis seria de 30°. Os painéis deverão estar orientados para o sul geográfico.

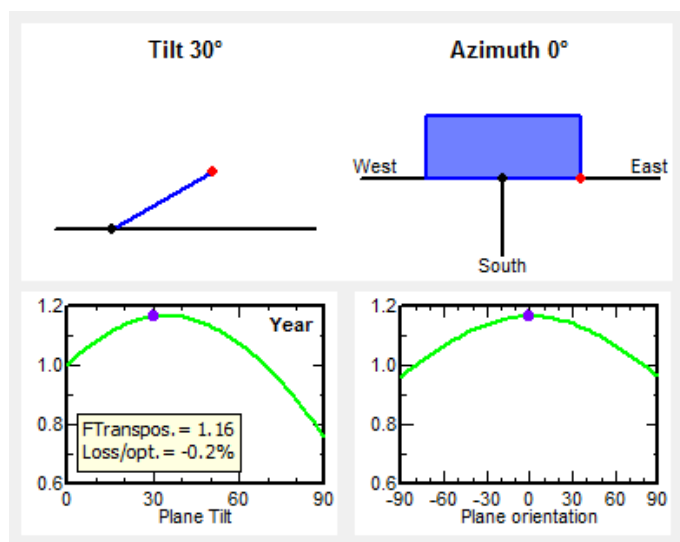


Figura 45 - Orientação ideal obtida no PVsyst para os painéis fotovoltaicos.

Na obtenção da orientação ideal dos painéis, obtém-se também o fator de transposição. Este representa a relação entre a irradiação no plano e a irradiação global horizontal. O valor obtido para este fator foi de 1,16, com uma perda de otimização de 0,2%.

O local onde será implementada a instalação não possui qualquer objeto próximo que possa provocar sombreamento aos painéis. Há, no entanto a necessidade de calcular a distância necessária entre os painéis de modo a evitar que haja sombreamento entre eles. Para tal utiliza-se a seguinte fórmula:

$$d = b \cdot \left(\cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (5.1)$$

onde,

- d - Afastamento entre fileiras dos módulos fotovoltaicos;
- β - Ângulo a que corresponde a altura mínima do Sol a 22 de Dezembro;
- α - Inclinação dos módulos fotovoltaicos;
- b - Comprimento dos módulos fotovoltaicos;

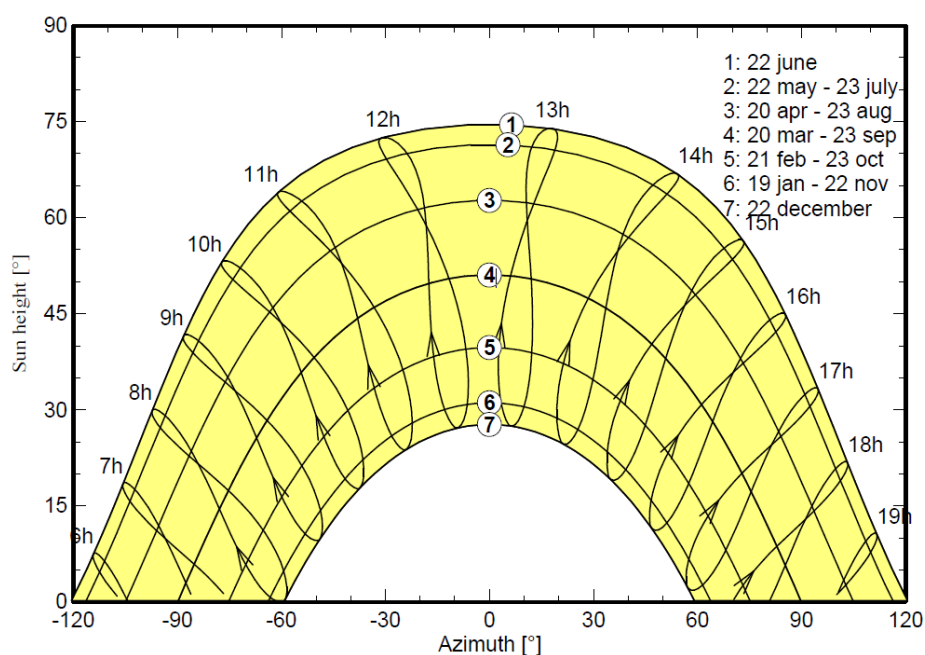


Figura 46 - Diagrama da trajetória do Sol obtida no PVsyst.

Analisando a **Figura 46**, verifica-se que o ângulo que corresponde à altura mínima do sol a 22 de Dezembro é de 25°. Utilizando este dado, assim como a altura do módulo e a inclinação ótima obtida anteriormente, é possível obter a distância necessária para o afastamento dos módulos. A distância entre fileiras será apresentada em cada caso, visto que os módulos utilizados nos três casos possuem diferentes dimensões.

No estudo dos três casos que se apresentam de seguida, foi utilizado o *software Microsoft Excel* para a realização de todos os cálculos respeitantes ao dimensionamento, sendo posteriormente comparados com os resultados obtidos no *PVsyst*. Foi ainda utilizado o *Autocad* de modo a obter o esquema geral adotado para o sistema fotovoltaico.

5.3. Caso 1: Módulos Monocristalinos

5.3.1. Caraterísticas dos módulos

Os módulos monocristalinos utilizados para este dimensionamento são os **CSUN250-60M**, com algumas das suas especificações indicadas na tabela abaixo. Informações, essas retiradas da *datasheet* do módulo disponível no Anexo F1.

Tabela 3 - Características do módulo SCSUN250-60M.

Marca	CSUN
Tecnologia	Silício Monocristalino
Potência Máxima - MPP (Wp)	250 (+/-3%)
Tensão Máxima - Vmpp (V)	30,1
Corrente Máxima - Impp (A)	8,31
Tensão em circuito aberto - Voc (V)	37,3
Corrente em curto-circuito - Isc (A)	8,78
Dimensões (mm)	1640x990x35/40

5.3.2. Características do inversor

Os inversores escolhidos foram os SC500CP-XT da marca SMA. Algumas das suas especificações encontram-se na tabela seguinte. A sua *datasheet* completa encontra-se no anexo G.

Tabela 4 - Características do inversor SC500CP-XT.

Marca	SMA
Modelo	SC
Máxima Potência - DC (kW)	560
Tensão Máxima na Entrada (V)	1000
Tensão Mínima na Entrada (V)	429
Tensão Máxima (V)	1000
Corrente Máxima na Entrada (A)	1250

5.3.3. Afastamento entre fileiras

Para determinar o afastamento das fileiras, será considerada a altura do painel, neste caso é 1,64 metros. Uma vez que na disposição do parque, serão utilizados suportes que permitam a fixação de duas *strings*, então ter-se-á de multiplicar esta altura por dois. Aplicando a expressão 5.1, obteve-se o seguinte valor:

$$d = 2 \times 1,64 \cdot \left(\cos 25 + \frac{\sin 30}{\tan 25} \right) \approx 6,5 \text{ m} \quad (5.2)$$

Assim sendo, a distância entre fileiras deverá ser aproximadamente 6,5 metros.

5.3.4. Determinação do número de módulos e de inversores

De modo a obter o número de módulos necessários para a central, dividiu-se a potência de pico da central pela potência de pico do módulo selecionado, obtendo-se o resultado abaixo.

$$N = \frac{2100000Wp}{250Wp} = 8400 \quad (5.3)$$

Uma vez obtido o número necessário de módulos para a instalação, calculou-se a área aproximada ocupada pelos painéis, multiplicando a área dos módulos pelo seu número total.

$$A = (1,64 \times 0,99) \times 8400 = 13638,24 m^2 \quad (5.4)$$

Verifica-se que a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos é de aproximadamente 13638 m².

O número de inversores necessários é determinado pelo quociente entre a potência instalada (2MW) pela potência máxima do inversor (560kW). Assim sendo, obteve-se o seguinte número:

$$N = \frac{2000000}{560000} \cong 4 \quad (5.5)$$

Concluiu-se serem necessários 4 inversores para toda a instalação.

5.3.5. Cálculo do número mínimo de módulos numa *string*

Para se obter o número mínimo de módulos na string aplica-se o quociente entre a tensão mínima de funcionamento do inversor e a tensão mínima de funcionamento do módulo.

A tensão mínima de funcionamento do módulo ocorre quando este funciona à temperatura máxima. Considerou-se 70°C para essa temperatura máxima e utilizou-se a seguinte fórmula para obter a tensão mínima:

$$V_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \cdot \Delta U(\%)}{100}\right) \cdot V_{MPP(CTS)} \quad (5.6)$$

Consultando a *datasheet* dos módulos, disponível no Anexo F1, verifica-se que o coeficiente de temperatura da tensão (ΔU) é de -0,307%/°C e que a tensão equivalente ao ponto máximo de potência ($V_{MPP(CTS)}$) é de 30,1V. Substituindo estes valores na expressão anterior, obtém-se:

$$V_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \cdot (-0,307)}{100}\right) \cdot 30,1 \cong 25,864V \quad (5.7)$$

Tendo obtido este resultado, calcula-se agora o número mínimo de módulos em série na *string* (N_S^{min}). Consultado a datasheet do inversor, verificou-se que o valor mínimo para a tensão de funcionamento do mesmo ($V_{MIN.INV.}$) é de 429V. Utilizando a expressão abaixo, obteve-se o número mínimo de módulos.

$$N_S^{min} = \frac{V_{MIN.INV.}}{V_{MPP(70^{\circ}C)}} = \frac{429}{25,864} \cong 17 \quad (5.8)$$

Assim sendo, tendo em conta o resultado anterior, o número mínimo de módulos em série nas strings será 17.

5.3.6. Cálculo do número máximo de módulos numa *string*

Para efetuar o cálculo do número máximo de módulos em série é necessário calcular o valor máximo da tensão que o módulo poderá atingir. Para tal, aplica-se o quociente entre a tensão máxima de funcionamento do inversor e a tensão máxima de funcionamento do módulo. Essa tensão é atingida à temperatura mínima, ou seja, a -10°C e é calculada pela expressão seguinte:

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \cdot \Delta V(\%)}{100}\right) \cdot V_{ca(CTS)} \quad (5.9)$$

Considerando o valor do coeficiente de temperatura da tensão, mencionado acima, e a tensão em circuito aberto do módulo ($V_{oc(CTS)}$), que vale 37,3V, o valor da tensão no módulo para a temperatura de -10°C pode ser calculada do seguinte modo:

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \cdot (-0,307)}{100}\right) \cdot 37,3 \cong 41,308V \quad (5.10)$$

Tendo obtido este resultado, calcula-se agora o número máximo de módulos em série na *string* (N_S^{max}). Consultado a datasheet do inversor, verificou-se que o valor máximo para a tensão de funcionamento do mesmo ($V_{MAX.INV.}$) é de 1000V. Utilizando a expressão abaixo, obteve-se o número mínimo de módulos.

$$N_S^{max} = \frac{V_{MAX.INV.}}{V_{oc(-10^{\circ}C)}} = \frac{1000}{41,308} \cong 25 \quad (5.11)$$

Assim sendo, tendo em conta os resultados anteriores, sabe-se que o número de módulos nas strings terá de ser no mínimo 17 e no máximo 25 módulos. Analisando os resultados para as tensões, verifica-se ainda que os módulos atingem uma maior tensão a temperaturas mais baixas e uma tensão menor a temperaturas mais altas, tal como era de esperar.

5.3.7. Cálculo do número de *strings* em paralelo

O número máximo de *strings* em paralelo ($N_p^{máx}$) resulta do quociente entre a corrente máxima do inversor ($I_{MÁX.INV.}$) a corrente máxima por *string* (I_{MPP}). Consultando a datasheet do inversor e do módulo, verifica-se que o valor da corrente máxima do inversor é 1250A e a corrente máxima por *string* é 8,31A.

$$N_p^{máx} = \frac{I_{MÁX.INV.}}{I_{MPP}} = \frac{1250}{8,31} \cong 150 \quad (5.12)$$

Verifica-se que o número máximo de *strings* em paralelo é de 150.

5.3.8. Disposição da produção fotovoltaica e verificação das tensões e da corrente

Tendo em conta os valores obtidos anteriormente, ou seja, que o número de módulos em série deverá estar entre 17 e 25 unidades e que o número máximo de strings em paralelo deverá ser 150, considerou-se que a exploração será composta por 4 inversores, estando ligado a cada um deles 105 strings de 20 módulos em série. Uma representação do esquema unifilar da produção fotovoltaica, desenvolvida em *AUTOCAD*, encontra-se no Anexo E1. No anexo E3 encontra-se uma representação das caixas de junção que ligam as diferentes fileiras.

Uma vez assumida esta configuração, é necessário garantir algumas condições elétricas. De seguida será feita uma verificação, quer para as tensões, quer para a corrente, tendo em conta as limitações do inversor. De modo a ser possível esta configuração, terão de ser satisfeitas as seguintes condições:

$$N_s \times V_{MPP(70^{\circ}C)do\ painel} > V_{MIN.INV.} \quad (5.13)$$

$$N_s \times V_{MPP(-10^{\circ}C)do\ painel} < V_{MÁX.INV.} \quad (5.14)$$

$$N_s \times V_{ca(-10^{\circ}C)do\ painel} < V_{cc.MÁX.INV.} \quad (5.15)$$

$$N_p \times I_{MPP\ do\ painel} < I_{cc.MÁX.INV.} \quad (5.16)$$

Substituindo pelos valores, obteve-se o seguinte resultado:

$$517,282V > 429V \quad (5.17)$$

$$703,260V < 850V \quad (5.18)$$

$$826,158V < 1000V \quad (5.19)$$

$$872,55A < 1250A \quad (5.20)$$

Verifica-se que todas as condições estão satisfeitas, ou seja, a configuração cumpre todos os requisitos necessários ao bom funcionamento da exploração. Assim sendo, esta configuração pode ser adotada.

Posto isto, é necessário efetuar o dimensionamento para os cabos que irão ligar os painéis à caixa de junção, o cabo que irá conectar esta ao inversor, ambos cabos DC, e o cabo que conecta o inversor ao PT, cabo AC.

5.3.9. Dimensionamento dos cabos

A instalação de cabos corretos e bem dimensionados requer um estudo prévio à instalação. Dos cabos a dimensionar dentro do sistema fotovoltaico, é importante distinguir os três tipos de cabos existentes:

- Cabo que liga a *string*/fileira à caixa de junção (cabo DC);
- Cabo que liga a caixa de junção ao inversor (cabo principal DC);
- Cabo que liga o inversor ao PT (cabo AC).

Para o dimensionamento dos cabos deve-se ter em conta um conjunto de normas. Segundo a norma europeia IEC 60364-7-712, “Instalações elétricas nos edifícios - requisitos para instalação ou localizações especiais - sistemas solares fotovoltaicos”, o cabo da fileira deve ser capaz de suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do módulo. Para além disso, no dimensionamento dos cabos deve ser garantido que a queda de tensão entre o módulo e o inversor é inferior a 1%.

Para o projeto foram seleccionadas caixas de junção com capacidade de ligação de 10 fileiras.

5.3.9.1. Dimensionamento do cabo de *string*/fileira

Para o dimensionamento do cabo que liga cada uma das fileiras à caixa de junção teve-se em consideração o limite de 1% para a queda de tensão. De modo a saber a secção do cabo mais adequado, utilizou-se a fórmula que se segue:

$$S_{string}(mm^2) = \frac{2 \times L_{string} \times I_{string}}{\Delta V(\%) \times V_{MPP} \times \sigma} \quad (5.21)$$

Sendo que,

- S_{string} - Secção do cabo (mm^2);
- L_{string} - Comprimento do cabo (m);
- I_{string} - Corrente que circula na *string* (A);
- $\Delta V(\%)$ - Queda de tensão (%);
- V_{MPP} - Tensão total da *string*;
- σ - Condutividade do condutor ($56\text{m}/\Omega\text{mm}^2$ no caso do cobre e $34\text{m}/\Omega\text{mm}^2$ no caso do alumínio).

Ao invés de calcular a secção do condutor, atribuiu-se uma secção tabelada e verificou-se qual a queda de tensão para essa secção através da aplicação da expressão 5.21. Caso a queda de tensão esteja abaixo de 1%, então essa secção será adequada e o cabo escolhido pode ser adotado. De forma exemplificativa, selecionou-se o caso mais desfavorável, ou seja o caso em que o cabo possui o maior comprimento.

Analisando os diferentes casos, verifica-se que o maior cabo de fileira corresponde ao que liga a série 5 à Caixa de Junção 1.11. Assim sendo, o comprimento do cabo é de 86,127 metros, a tensão da fileira é 600,2V e condutividade elétrica é $56\text{m}/\Omega\text{mm}^2$.

A corrente da fileira teve de ser calculada para efetuar a correção da temperatura para 70°C pela fórmula seguinte:

$$I_{CC(70^\circ)} = I_{STC} \times (1 + \alpha \times (70 - 20)) = 8,78 \times (1 + \left(\frac{0,039}{100}\right) \times (70 - 20)) = 8,95 \text{ A} \quad (5.22)$$

Multiplicando este valor por 1,25 tal como é indicado na norma IEC 60364-7-712, obtém-se $I_{CC(70^\circ\text{C})} = 11,19 \text{ A}$.

Substituindo estes valores na expressão 5.21 e considerando uma secção de 4 mm^2 obteve-se a seguinte queda de tensão:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 86,127 \times 11,19}{4 \times 600,2 \times 56} \times 100\% \cong 1,434\% \quad (5.23)$$

Analisando o resultado obtido para a queda de tensão, verifica-se que este se encontra acima de 1%, o que indica que a secção de 4 mm^2 não pode ser utilizada. Aumentando então a secção para 6 mm^2 e utilizando a expressão 5.21, o resultado foi o seguinte:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 86,127 \times 11,19}{6 \times 600,2 \times 56} \times 100\% \cong 0,956\% \quad (5.24)$$

Verifica-se que com a utilização da secção de 6 mm^2 obtém-se uma queda de tensão abaixo de 1%. Assim sendo, a secção adotada é a de 6 mm^2 .

Na tabela que se segue apresenta-se o resultado da queda de tensão para os restantes cabos que ligam cada *strings* à Caixa de Junção 1.1 e dos cabos que ligam as *strings* à caixa de junção 1.11.

Tabela 5 - Valores da queda de tensão obtidos para os cabos que ligam cada uma das séries ao quadro 1.1 e ao quadro 1.11.

INV.	Série °	Quadro	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/ Ω mm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
1	1	1.1	2,152	11,19	600,2	56	6	0,024
1	2	1.1	3,565	11,19	600,2	56	6	0,040
1	3	1.1	21,01	11,19	600,2	56	6	0,233
1	4	1.1	22,918	11,19	600,2	56	6	0,254
1	5	1.1	40,376	11,19	600,2	56	6	0,448
1	6	1.1	42,288	11,19	600,2	56	6	0,469
1	7	1.1	59,787	11,19	600,2	56	6	0,663
1	8	1.1	61,728	11,19	600,2	56	6	0,685
1	9	1.1	79,2	11,19	600,2	56	6	0,879
1	10	1.1	81,127	11,19	600,2	56	6	0,900
1	1	1.11	82,127	11,19	600,2	56	6	0,911
1	2	1.11	83,127	11,19	600,2	56	6	0,922
1	3	1.11	84,127	11,19	600,2	56	6	0,934
1	4	1.11	85,127	11,19	600,2	56	6	0,945
1	5	1.11	86,127	11,19	600,2	56	6	0,956

Na tabela do Anexo B1 encontram-se os valores da queda de tensão, obtida para todos os cabos de fileira.

Pelos resultados obtidos, verifica-se que o valor para a queda de tensão de todos os cabos se encontram abaixo de 1%, o que indica que a secção indicada para os cabos é 6 mm².

5.3.9.2. Dimensionamento dos cabos entre as caixas de junção e os inversores (Cabo DC)

Para o cálculo do cabo principal DC, que liga a Caixa de Junção ao inversor, à semelhança do cabo de fileira, utilizou-se a expressão seguinte:

$$S_{DC}(mm^2) = \frac{2 \times L_{DC} \times n \times I_{string}}{\Delta V(\%) \times V_{MPP} \times \sigma} \quad (5.25)$$

onde,

- S_{DC} - Secção do cabo DC (mm²);
- L_{DC} - Comprimento do cabo (m);
- I_{string} - Corrente que circula em cada *string* ligada à caixa de junção (A);
- n - Número de fileiras ligadas à caixa de junção;
- $\Delta V(\%)$ - Queda de tensão (%);
- V_{MPP} - Tensão total da *string*;

- σ - Condutividade do condutor ($56\text{m}/\Omega\text{mm}^2$ no caso do cobre e $34\text{m}/\Omega\text{mm}^2$ no caso do alumínio).

Apresenta-se de seguida o cálculo da secção para o cabo com maior comprimento, ou seja para o cabo que conecta a Caixa de Junção 3.11 ao inversor 3. O comprimento do referido cabo é 133,06 metros, a tensão de fileira é 600,2V e a condutividade elétrica continua a ser $56\text{m}/\Omega\text{mm}^2$, uma vez que o condutor é cobre. A corrente total resulta do produto do número de fileiras ligadas à caixa de junção, pela corrente de fileira, resultando num total de $I_{\text{Total}}=111,89\text{A}$.

Substituindo estes valores na expressão 5.25 e utilizando uma secção de 95mm^2 , obteve-se o seguinte resultado:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 133,06 \times 111,89}{95 \times 600,2 \times 56} \times 100\% \cong 0,932\% \quad (5.26)$$

Assim sendo, como a queda de tensão obtida se encontra abaixo de 1%, o cabo escolhido pode ser adotado.

Na tabela que se segue encontram-se o resultado das quedas de tensão para os restantes cabo que ligam o quadro ao respetivo inversor.

Tabela 6 - Resultado da queda de tensão obtida para os cabos DC entre os quadros e os inversores.

Quadro	Inversor	L (m)	I (A)	U (V)	σ ($\text{m}/\Omega\text{mm}^2$)	S (mm^2)	ΔV (%)
1.1	1	3,4	111,89	600,2	56	95	0,024
1.2	1	13,39	111,89	600,2	56	95	0,094
1.3	1	23,27	111,89	600,2	56	95	0,163
1.4	1	33,19	111,89	600,2	56	95	0,233
1.5	1	43,16	111,89	600,2	56	95	0,302
1.6	1	53,12	111,89	600,2	56	95	0,372
1.7	1	63,07	111,89	600,2	56	95	0,442
1.8	1	72,94	111,89	600,2	56	95	0,511
1.9	1	82,91	111,89	600,2	56	95	0,581
1.10	1	92,61	111,89	600,2	56	95	0,649
1.11	1	95,44	111,89	600,2	56	95	0,669
2.1	2	3,4	111,89	600,2	56	95	0,024
2.2	2	13,39	111,89	600,2	56	95	0,094
2.3	2	23,27	111,89	600,2	56	95	0,163
2.4	2	33,19	111,89	600,2	56	95	0,233
2.5	2	43,16	111,89	600,2	56	95	0,302
2.6	2	53,12	111,89	600,2	56	95	0,372
2.7	2	63,07	111,89	600,2	56	95	0,442
2.8	2	72,94	111,89	600,2	56	95	0,511
2.9	2	82,91	111,89	600,2	56	95	0,581
2.10	2	92,61	111,89	600,2	56	95	0,649
2.11	2	95,44	111,89	600,2	56	95	0,669

3.1	3	33,4	111,89	600,2	56	95	0,234
3.2	3	43,9	111,89	600,2	56	95	0,308
3.3	3	53,27	111,89	600,2	56	95	0,373
3.4	3	48,74	111,89	600,2	56	95	0,342
3.5	3	73,16	111,89	600,2	56	95	0,513
3.6	3	83,12	111,89	600,2	56	95	0,583
3.7	3	93,07	111,89	600,2	56	95	0,652
3.8	3	102,94	111,89	600,2	56	95	0,721
3.9	3	112,91	111,89	600,2	56	95	0,791
3.10	3	122,97	111,89	600,2	56	95	0,862
3.11	3	133,06	111,89	600,2	56	95	0,933
4.1	4	33,4	111,89	600,2	56	95	0,234
4.2	4	43,9	111,89	600,2	56	95	0,308
4.3	4	53,27	111,89	600,2	56	95	0,373
4.4	4	48,74	111,89	600,2	56	95	0,342
4.5	4	73,16	111,89	600,2	56	95	0,513
4.6	4	83,12	111,89	600,2	56	95	0,583
4.7	4	93,07	111,89	600,2	56	95	0,652
4.8	4	102,94	111,89	600,2	56	95	0,721
4.9	4	112,91	111,89	600,2	56	95	0,791
4.10	4	122,97	111,89	600,2	56	95	0,862
4.11	4	133,06	111,89	600,2	56	95	0,933

Como é visível, todas as quedas de tensão se encontram abaixo de 1%. O que significa que o cabo a utilizar deverá possuir uma secção de 95mm².

5.3.9.3. Dimensionamento dos cabos entre os inversores e o PT (Cabo AC)

Relativamente ao dimensionamento do cabo AC que liga cada um dos inversores ao PT, teve-se em consideração o limite de 3% para a queda de tensão. Para o cálculo da secção adequada, aplicou-se a seguinte fórmula:

$$S_{AC}(mm^2) = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{\Delta V(\%) \times U_n \times \sigma} \quad (5.26)$$

Sendo que,

- S_{AC} - Secção do cabo (mm²);
- L_{AC} - Comprimento do cabo (m);
- I_{nAC} - Corrente nominal AC do inversor (A);
- $\Delta V(\%)$ - Queda de tensão (%);
- U_n - Valor da tensão nominal da rede (230V AC em monofásico e 400V AC em trifásico);
- $\cos \varphi$ - Fator de potência;

- σ - Condutividade do condutor ($56\text{m}/\Omega\text{mm}^2$ no caso do cobre e $34\text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ no caso do alumínio).

Nota: Para instalações trifásicas, substitui-se 2 por $\sqrt{3}$ na expressão 5.26.

De forma exemplificativa, serão apresentados os cálculos para o caso mais desfavorável, ou seja, para o cabo que liga o inversor 3 ao PT. Neste caso considerado, o cabo possui um comprimento total de 85,93 metros. A tensão nominal serão 400V, uma vez que se pretende uma ligação trifásica.

Tendo em conta a potência do inversor (560kW) e o fator de potência unitário, calculou-se a corrente nominal do seguinte modo:

$$I_{nAC} = \frac{560 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 808,29A \quad (5.27)$$

Uma vez que as secções do cabo obtidas eram muito elevadas, optou-se por colocar dois condutores trifásicos em alumínio, em paralelo. Assim sendo, aplicando os dados anteriores na expressão 5.26 e considerando dois cabos trifásicos de alumínio com 150mm^2 de secção, obteve-se o seguinte resultado para a queda de tensão:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times 85,93 \times 808,29 \times 1}{(2 * 150) \times 400 \times 34} \times 100\% \cong 2,949\% \quad (5.28)$$

Analisando o resultado obtido, verifica-se que o cabo com uma secção de 150mm^2 pode ser utilizado.

Na tabela que se segue apresenta-se o resultado da queda de tensão para os quatro cabos AC que ligam cada um dos inversores ao PT. Verifica-se que todos os resultados para a queda de tensão são inferiores a 3%.

Tabela 7 - Resultados obtidos para a queda de tensão dos cabos AC.

Inversor	PT	L (m)	I (A)	U_n (V)	σ (m/ Ωmm^2)	S (mm ²)	ΔV (%)
1	1	17,17	808,29	400	34	2x150	0,589
2	1	9,23	808,29	400	34	2x150	0,317
3	1	85,93	808,29	400	34	2x150	2,949
4	1	85,61	808,29	400	34	2x150	2,938

Tendo em conta os resultados obtidos, deve-se utilizar dois cabos de alumínio em paralelo para efetuar a ligação em corrente alternada entre o inversor e o PT. Estes condutores deverão possuir uma secção de 150mm^2 .

5.3.10. Dimensionamento dos fusíveis de fileira e do interruptor DC

5.3.10.1. Dimensionamento dos fusíveis de fileira

A tensão de funcionamento dos fusíveis de fileira é obtida pela seguinte fórmula:

$$N \times 1,15 \times V_{oc} \quad (5.29)$$

em que,

- N - número de módulos em série em cada fileira;
- V_{oc} - Tensão em circuito aberto.

Sabendo que o número de módulos ligados em série em cada *string* é 20 e substituindo a tensão em circuito aberto do módulo, $V_{oc(-10^{\circ}C)}=41,308V$, obteve-se o seguinte resultado:

$$20 \times 1,15 \times 41,308 = 826,158V \quad (5.30)$$

O índice de corrente I_N do fusível de fileira foi obtido através da aplicação da expressão seguinte:

$$I_n \geq 1,5 \times I_{cc} \times N \quad (5.31)$$

onde,

- I_n - Corrente máxima admitida pelo fusível de fileira;
- I_{cc} - Corrente de curto circuito do módulo;
- N - Número de fileiras (caso exista mais do que uma).

Aplicando a fórmula, obteve-se a corrente que indica o calibre do fusível:

$$I_n \geq 1,5 \times 11,19 \times 1 \leftrightarrow I_n \geq 16,783A \quad (5.32)$$

5.3.10.2. Dimensionamento do interruptor DC

Tal como foi visto anteriormente, a norma **IEC 60364-7-712** determina a necessidade de instalação de um interruptor entre o gerador fotovoltaico e o inversor que permita o corte da ligação.

O interruptor DC deve ser dimensionado de modo a que a tensão máxima em circuito aberto do gerador fotovoltaico à temperatura de $-10^{\circ}C$ e para 125% da corrente máxima do gerador.

$$I_{GDC} \geq 1,25 \times I_{CC\ FV} \text{ (A)} \quad (5.33)$$

$$U \geq V_{oc} (-10^{\circ}\text{C}) \quad (5.34)$$

Assim sendo, sabendo que se encontram 105 fileiras em paralelo com uma corrente de 8,78A e que a tensão em circuito aberto para a temperatura de -10°C é de 826,158V, obteve-se as condições a cumprir pelo interruptor, substituindo as expressões 5.33 e 5.34:

$$I_{GDC} \geq 1,25 \times 8,78 \times 105 \geq 1152,375\text{A} \quad (5.35)$$

$$U \geq 826,158\text{V} \quad (5.36)$$

Assim sendo o interruptor DC a instalar deverá possuir uma corrente estipulada e uma tensão superiores às obtidas.

5.4. Caso 2: Módulos Policristalinos

5.4.1. Caraterísticas dos módulos

Os módulos monocristalinos utilizados para este dimensionamento são os **JKMS250P**, com algumas das suas especificações indicadas na tabela abaixo. Informações, essas retiradas da *datasheet* do módulo disponível no Anexo F2.

Tabela 8 - Caraterísticas do módulo **JKMS250P**.

Marca	Jinko Solar
Tecnologia	Silício Policristalino
Potência Máxima - MPP (Wp)	250
Tensão Máxima - Vmpp (V)	30,4
Corrente Máxima - Imp (A)	8,23
Tensão em circuito aberto - Voc (V)	37,6
Corrente em curto-circuito - Isc (A)	8,81
Dimensões (mm)	1636x990x40

5.4.2. Caraterísticas do inversor

Os inversores escolhidos foram os **SC500CP-XT** da marca **SMA**. Algumas das suas especificações encontram-se na tabela seguinte. A sua *datasheet* completa encontra-se no anexo G.

Tabela 9 - Características do inversor SC500CP-XT.

Marca	SMA
Modelo	SC
Máxima Potência - DC (kW)	560
Tensão Máxima na Entrada (V)	1000
Tensão Mínima na Entrada (V)	429
Tensão Máxima (V)	1000
Corrente Máxima na Entrada (A)	1250

5.4.3. Afastamento entre fileiras

Para determinar o afastamento das fileiras, será considerada a altura do painel, neste caso é 1,636 metros. Uma vez que na disposição do parque, serão utilizados suportes que permitam a fixação de duas *strings*, então ter-se-á de multiplicar esta altura por dois. Aplicando a expressão 5.1, obteve-se o seguinte valor:

$$d = 2 \times 1,636 \cdot \left(\cos 25 + \frac{\sin 30}{\tan 25} \right) \approx 6,5 \text{ m} \quad (5.37)$$

Assim sendo, a distância entre fileiras deverá ser aproximadamente 6,5 metros.

5.4.4. Determinação do número de módulos e de inversores

De modo a obter o número de módulos necessários para a central, dividiu-se a potência de pico da central pela potência de pico do módulo selecionado, obtendo-se o resultado abaixo.

$$N = \frac{2100000Wp}{250Wp} = 8400 \quad (5.38)$$

Uma vez obtido o número necessário de módulos para a instalação, calculou-se a área aproximada ocupada pelos painéis, multiplicando a área dos módulos pelo seu número total.

$$A = (1,64 \times 0,99) \times 8400 = 13604,98 \text{ m}^2 \quad (5.39)$$

Verifica-se que a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos é de aproximadamente 13605 m².

O número de inversores necessários é determinado pelo quociente entre a potência instalada (2MW) pela potência máxima do inversor (560kW). Assim sendo, obteve-se o seguinte número:

$$N = \frac{2000000}{560000} \cong 4 \quad (5.40)$$

Tal como obtido no caso 1, serão necessários 4 inversores para toda a instalação.

5.4.5. Cálculo do número mínimo de módulos numa *string*

Para se obter o número mínimo de módulos na string aplica-se o quociente entre a tensão mínima de funcionamento do inversor e a tensão mínima de funcionamento do módulo. Esta última é obtida aplicando a expressão 5.6.

Consultando a *datasheet* dos módulos, disponível no Anexo F2, verifica-se que o coeficiente de temperatura da tensão (ΔU) é de $-0,32\%/^{\circ}\text{C}$ e que a tensão equivalente ao ponto máximo de potência ($V_{MPP(CTS)}$) é de $37,6\text{V}$. Substituindo estes valores na expressão anterior, obtém-se:

$$V_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{45^{\circ}\text{C} \cdot (-0,32)}{100}\right) \cdot 30,4 \cong 26,02\text{V} \quad (5.41)$$

Tendo obtido este resultado, calcula-se agora o número mínimo de módulos em série na *string* (N_S^{min}). Consultado a *datasheet* do inversor, verificou-se que o valor mínimo para a tensão de funcionamento do mesmo ($V_{MIN.INV.}$) é de 429V . Utilizando a expressão 5.8, obteve-se o número mínimo de módulos.

$$N_S^{min} = \frac{V_{MIN.INV.}}{V_{MPP(70^{\circ}\text{C})}} = \frac{429}{26,02} \cong 16 \quad (5.42)$$

Assim sendo, tendo em conta o resultado anterior, o número mínimo de módulos em série nas strings será 16.

5.4.6. Cálculo do número máximo de módulos numa *string*

Para efetuar o cálculo do número máximo de módulos em série é necessário calcular o valor máximo da tensão que o módulo poderá atingir. Para tal, aplica-se o quociente entre a tensão máxima de funcionamento do inversor e a tensão máxima de funcionamento do módulo. Essa tensão é atingida à temperatura mínima, ou seja, a -10°C e é calculada pela expressão 5.9.

Considerando o valor do coeficiente de temperatura da tensão, mencionado acima, e a tensão em circuito aberto do módulo ($V_{oc(CTS)}$), que vale $37,6\text{V}$, o valor da tensão no módulo para a temperatura de -10°C pode ser calculada do seguinte modo:

$$V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \cdot (-0,32)}{100}\right) \cdot 37,6 \cong 41,811\text{V} \quad (5.43)$$

Tendo obtido este resultado, calcula-se agora o número máximo de módulos em série na *string* (N_S^{max}). Consultado a *datasheet* do inversor, verificou-se que o valor máximo

para a tensão de funcionamento do mesmo ($V_{MAX.INV.}$) é de 1000V. Utilizando a expressão abaixo, obteve-se o número mínimo de módulos.

$$N_S^{máx} = \frac{V_{MAX.INV.}}{V_{oc(-10^{\circ}C)}} = \frac{1000}{41,811} \cong 24 \quad (5.44)$$

Assim sendo, tendo em conta os resultados anteriores, sabe-se que o número de módulos nas strings terá de ser no mínimo 16 e no máximo 24 módulos. Analisando os resultados para as tensões, verifica-se ainda que os módulos atingem uma maior tensão a temperaturas mais baixas e uma tensão menor a temperaturas mais altas, tal como era de esperar.

5.4.7. Cálculo do número de *strings* em paralelo

O número máximo de *strings* em paralelo ($N_p^{máx}$) resulta do quociente entre a corrente máxima do inversor ($I_{MAX.INV.}$) a corrente máxima por *string* (I_{MPP}). Consultando a datasheet do inversor e do módulo, verifica-se que o valor da corrente máxima do inversor é 1250A e a corrente máxima por *string* é 8,01A.

$$N_p^{máx} = \frac{I_{MAX.INV.}}{I_{MPP}} = \frac{1250}{8,01} \cong 156 \quad (5.45)$$

Verifica-se que o número máximo de *strings* em paralelo é de 156.

5.4.8. Disposição da produção fotovoltaica e verificação das tensões e da corrente

Tendo em conta os valores obtidos anteriormente, ou seja, que o número de módulos em série deverá estar entre 16 e 24 unidades e que o número máximo de strings em paralelo deverá ser 156, considerou-se que a exploração será composta por 4 inversores, estando ligado a cada um deles 105 strings de 20 módulos em série, tal como no caso 1. Uma representação esquemática da produção fotovoltaica, desenvolvida em *AUTOCAD*, encontra-se no Anexo E1 e Anexo E3.

Uma vez assumida esta configuração, é necessário garantir algumas condições elétricas. De seguida será feita uma verificação, quer para as tensões, quer para a corrente, tendo em conta as limitações do inversor. De modo a verificar essas condições, utilizou-se as expressões 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16, substituindo os valores para os módulos policristalinos.

$$N_S \times V_{MPP(70^{\circ}C)do\ painel} > V_{MIN.INV.} \leftrightarrow 520,448V > 429V \quad (5.46)$$

$$N_S \times V_{MPP(-10^{\circ}C)do\ painel} < V_{MAX.INV.} \leftrightarrow 716,288V < 850V$$

(5.47)

$$N_s \times V_{oc(-10^\circ C) \text{ do painel}} < V_{cc.M\acute{A}X.INV.} \leftrightarrow 836,224V < 1000V \quad (5.48)$$

$$N_p \times I_{MPP \text{ do painel}} < I_{cc.M\acute{A}X.INV.} \leftrightarrow 841,05A < 1250A \quad (5.49)$$

Todas as condições estão satisfeitas, ou seja, a configuração cumpre todos os requisitos necessários ao bom funcionamento da exploração. Assim sendo, esta configuração pode ser adotada.

Posto isto, é necessário efetuar o dimensionamento para os cabos que irão ligar os painéis à caixa de junção, o cabo que irá conectar esta ao inversor, ambos cabos DC, e o cabo que conecta o inversor ao PT, cabo AC.

5.4.9. Dimensionamento dos cabos

Tal como foi feito caso 1, também para os módulos policristalinos é necessário efetuar o cálculo dos diversos cabos que fazem parte da instalação. Será calculada a secção do cabo de fileira, do cabo principal DC e do cabo AC.

Posteriormente serão calculados os calibres para as proteções a serem utilizadas.

5.4.9.1. Dimensionamento do cabo de *string*/fileira

Para o dimensionamento do cabo que liga cada uma das fileiras à caixa de junção teve-se em consideração o limite de 1% para a queda de tensão. De modo a saber a secção do cabo mais adequado, utilizou-se a expressão 5.21 apresentada anteriormente.

Tal como foi feito no caso 1, também se atribuiu uma secção tabelada e verificou-se qual a queda de tensão para essa secção através da aplicação da expressão 5.21. Caso a queda de tensão esteja abaixo de 1%, então essa secção será adequada e o cabo escolhido pode ser adotado. De forma exemplificativa, selecionou-se o caso mais desfavorável, ou seja o caso em que o cabo possui o maior comprimento.

Analisando os diferentes casos, verifica-se que o maior cabo de fileira corresponde ao que liga a série 5 à Caixa de Junção 1.11. Assim sendo, o comprimento do cabo é de 86,127 metros, a tensão da fileira é 608V e condutividade elétrica é 56m/Ωmm².

A corrente da fileira teve de ser calculada para efetuar a correção da temperatura para 70°C pela fórmula seguinte:

$$I_{CC(70^\circ)} = I_{STC} \times (1 + \alpha \times (70 - 20)) = 8,23 \times (1 + \left(\frac{0,06}{100}\right) \times (70 - 20)) = 8,48 A \quad (5.50)$$

Multiplicando este valor por 1,25 tal como é indicado na norma IEC 60364-7-712, obtém-se $I_{CC(70^\circ C)} = 10,60 A$.

Substituindo estes valores na expressão 5.21 e considerando uma secção de 4 mm² obteve-se a seguinte queda de tensão:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 86,127 \times 10,60}{4 \times 608 \times 56} \times 100\% \cong 1,34\% \quad (5.51)$$

Analisando o resultado obtido para a queda de tensão, verifica-se que este se encontra acima de 1%, o que indica que a secção de 4 mm² não pode ser utilizada. Aumentando então a secção para 6 mm² e utilizando a expressão 5.21, o resultado foi o seguinte:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 86,127 \times 10,60}{6 \times 608 \times 56} \times 100\% \cong 0,893\% \quad (5.52)$$

Verifica-se que com a utilização da secção de 6 mm² obtém-se uma queda de tensão abaixo de 1%. Assim sendo, a secção adotada é a de 6 mm².

Na tabela seguinte apresenta-se o resultado da queda de tensão para os restantes cabos que ligam cada *strings* à Caixa de Junção 1.1 e dos cabos que ligam cada *strings* à Caixa de Junção 1.11.

Tabela 10 - Valores da queda de tensão obtidos para os cabos que ligam cada uma das séries ao quadro 1.1 e ao quadro 1.11.

INV.	Série °	Quadro	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/Ωmm2)	S (mm2)	ΔV (%)
1	1	1.1	2,152	10,60	608	56	6	0,022
1	2	1.1	3,565	10,60	608	56	6	0,037
1	3	1.1	21,01	10,60	608	56	6	0,218
1	4	1.1	22,918	10,60	608	56	6	0,238
1	5	1.1	40,376	10,60	608	56	6	0,419
1	6	1.1	42,288	10,60	608	56	6	0,439
1	7	1.1	59,787	10,60	608	56	6	0,620
1	8	1.1	61,728	10,60	608	56	6	0,640
1	9	1.1	79,2	10,60	608	56	6	0,822
1	10	1.1	81,127	10,60	608	56	6	0,842
1	1	1.1	82,127	10,60	608	56	6	0,852
1	2	1.1	83,127	10,60	608	56	6	0,862
1	3	1.1	84,127	10,60	608	56	6	0,873
1	4	1.1	85,127	10,60	608	56	6	0,883
1	5	1.1	86,127	10,60	608	56	6	0,893

No Anexo B2 encontra-se uma tabela com o resultado obtido para todos os outros cabos de fileiras.

Pelos resultados obtidos, verifica-se que o valor para a queda de tensão de todos os cabos se encontram abaixo de 1%, o que indica que a secção dos cabos a utilizar é 6 mm².

5.4.9.2. Dimensionamento dos cabos entre as caixas de junção e os inversores (Cabo DC)

Para o cálculo do cabo principal DC, que liga a Caixa de Junção ao inversor, à semelhança do cabo de fileira, utilizou-se a expressão 5.25.

Apresenta-se de seguida o cálculo da secção para o cabo com maior comprimento, ou seja para o cabo que conecta a Caixa de Junção 3.11 ao inversor 3. O comprimento do referido cabo é 133,06 metros, a tensão de fileira é 608V e a condutividade elétrica continua a ser $56\text{m}/\Omega\text{mm}^2$, uma vez que o condutor é cobre. A corrente total resulta do produto do número de fileiras ligadas à caixa de junção, pela corrente de fileira, resultando num total de $I_{\text{Total}}=105,96\text{A}$.

Substituindo estes valores na expressão 5.25 e utilizando uma secção de 95mm^2 , obteve-se o seguinte resultado:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 133,06 \times 105,96}{95 \times 608 \times 56} \times 100\% \cong 0,872\% \quad (5.53)$$

Assim sendo, como a queda de tensão obtida se encontra abaixo de 1%, o cabo escolhido pode ser adotado.

Na tabela que se segue encontram-se o resultado das quedas de tensão para os restantes cabo que ligam o quadro ao respetivo inversor.

Tabela 11 - Resultado da queda de tensão obtida para os cabos DC entre os quadros e os inversores.

Quadro	Inversor	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/ Ωmm^2)	S (mm ²)	ΔV (%)
1.1	1	3,4	105,96	608	56	95	0,022
1.2	1	13,39	105,96	608	56	95	0,088
1.3	1	23,27	105,96	608	56	95	0,152
1.4	1	33,19	105,96	608	56	95	0,217
1.5	1	43,16	105,96	608	56	95	0,283
1.6	1	53,12	105,96	608	56	95	0,348
1.7	1	63,07	105,96	608	56	95	0,413
1.8	1	72,94	105,96	608	56	95	0,478
1.9	1	82,91	105,96	608	56	95	0,543
1.10	1	92,61	105,96	608	56	95	0,607
1.11	1	95,44	105,96	608	56	95	0,625
2.1	2	3,4	105,96	608	56	95	0,022
2.2	2	13,39	105,96	608	56	95	0,088
2.3	2	23,27	105,96	608	56	95	0,152
2.4	2	33,19	105,96	608	56	95	0,217
2.5	2	43,16	105,96	608	56	95	0,283

2.6	2	53,12	105,96	608	56	95	0,348
2.7	2	63,07	105,96	608	56	95	0,413
2.8	2	72,94	105,96	608	56	95	0,478
2.9	2	82,91	105,96	608	56	95	0,543
2.10	2	92,61	105,96	608	56	95	0,607
2.11	2	95,44	105,96	608	56	95	0,625
3.1	3	33,4	105,96	608	56	95	0,219
3.2	3	43,9	105,96	608	56	95	0,288
3.3	3	53,27	105,96	608	56	95	0,349
3.4	3	48,74	105,96	608	56	95	0,319
3.5	3	73,16	105,96	608	56	95	0,479
3.6	3	83,12	105,96	608	56	95	0,545
3.7	3	93,07	105,96	608	56	95	0,610
3.8	3	102,94	105,96	608	56	95	0,674
3.9	3	112,91	105,96	608	56	95	0,740
3.10	3	122,97	105,96	608	56	95	0,806
3.11	3	133,06	105,96	608	56	95	0,872
4.1	4	33,4	105,96	608	56	95	0,219
4.2	4	43,9	105,96	608	56	95	0,288
4.3	4	53,27	105,96	608	56	95	0,349
4.4	4	48,74	105,96	608	56	95	0,319
4.5	4	73,16	105,96	608	56	95	0,479
4.6	4	83,12	105,96	608	56	95	0,545
4.7	4	93,07	105,96	608	56	95	0,610
4.8	4	102,94	105,96	608	56	95	0,674
4.9	4	112,91	105,96	608	56	95	0,740
4.10	4	122,97	105,96	608	56	95	0,806
4.11	4	133,06	105,96	608	56	95	0,872

Neste caso, tendo em conta os resultados obtidos, verifica-se que o cabo a ser utilizado deverá possuir uma secção de 95mm².

5.4.9.3. Dimensionamento dos cabos entre os inversores e o PT (Cabo AC)

Relativamente ao dimensionamento do cabo AC que liga cada um dos inversores ao PT, teve-se em consideração o limite de 3% para a queda de tensão. Para o cálculo da secção adequada, aplicou-se a expressão 5.26.

De forma exemplificativa, serão apresentados os cálculos para o caso mais desfavorável, ou seja, para o cabo que liga o inversor 3 ao PT. Neste caso considerado, o cabo possui um comprimento total de 85,93 metros. A tensão nominal serão 400V, uma vez que se pretende uma ligação trifásica.

Tendo em conta a potência do inversor (560kW) e o fator de potência unitário, calculou-se a corrente nominal do seguinte modo:

$$I_{nAC} = \frac{560 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 808,29A \quad (5.54)$$

Após várias tentativas, obteve-se uma secção muito elevada para o cabo. Assim, optou-se por utilizar dois cabos de alumínio em paralelo, com uma secção menor. Aplicando os dados anteriores na expressão 5.26 e considerando dois cabos trifásicos de alumínio com 150mm² de secção, obteve-se o seguinte resultado para a queda de tensão:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times 85,93 \times 808,29 \times 1}{(2 \times 150) \times 400 \times 34} \times 100\% \cong 2,949\% \quad (5.55)$$

Na tabela que se segue apresenta-se o resultado da queda de tensão para os quatro cabos AC que ligam cada um dos inversores ao PT. Verifica-se que todos os resultados para a queda de tensão são inferiores a 3%.

Tabela 12 - Resultados obtidos para a queda de tensão dos cabos AC.

Inversor	PT	L (m)	I (A)	U _n (V)	σ (m/Ωmm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
1	1	17,17	808,29	400	34	2x150	0,589
2	1	9,23	808,29	400	34	2x150	0,317
3	1	85,93	808,29	400	34	2x150	2,949
4	1	85,61	808,29	400	34	2x150	2,938

Analisando os resultados, verifica-se que a queda de tensão é inferior a 3%, portanto deve-se utilizar dois cabos de alumínio trifásicos em paralelo, com uma secção de 150mm².

5.4.10. Dimensionamento dos fusíveis de fileira e do interruptor DC

5.4.10.1. Dimensionamento dos fusíveis de fileira

A tensão de funcionamento dos fusíveis de fileira foi obtida recorrendo à expressão 5.29.

Sabendo que o número de módulos ligados em série em cada *string* é 20 e substituindo a tensão em circuito aberto do módulo, V_{oc(-10°C)}=41,811V, obteve-se o seguinte resultado:

$$N \times 1,15 \times V_{oc} \leftrightarrow 20 \times 1,15 \times 41,811 = 836,224V \quad (5.56)$$

O índice de corrente I_N do fusível de fileira foi obtido através da aplicação da expressão 5.31

$$I_n \geq 1,5 \times I_{cc} \times N \leftrightarrow I_n \geq 1,5 \times 10,60 \times 1 \leftrightarrow I_n \geq 15,894 A \quad (5.57)$$

O fusível a utilizar deverá respeitar estas condições.

5.4.10.2. Dimensionamento do interruptor DC

Tal como foi visto anteriormente, a norma **IEC 60364-7-712** determina que o interruptor DC deve ser dimensionado de modo a que a tensão máxima em circuito aberto do gerador fotovoltaico à temperatura de -10°C e para 125% da corrente máxima do gerador.

Assim sendo, sabendo que se encontram 105 fileiras em paralelo com uma corrente de 8,39A e que a tensão em circuito aberto para a temperatura de -10°C é de 716,288V, obteve-se as condições a cumprir pelo interruptor, substituindo as expressões 5.33 e 5.34:

$$I_{GDC} \geq 1,25 \times 8,39 \times 105 \leftrightarrow I_{GDC} \geq 1101,251A \quad (5.58)$$

$$U \geq 716,288V \quad (5.59)$$

Assim sendo o interruptor DC a instalar deverá possuir uma corrente estipulada e uma tensão superiores às obtidas.

5.5. Caso 3: Módulos de Filme Fino

5.5.1. Caraterísticas dos módulos

Os módulos monocristalinos utilizados para este dimensionamento são os **FS-380**, com algumas das suas especificações indicadas na tabela abaixo. Informações, essas retiradas da *datasheet* do módulo disponível no Anexo F3.

Tabela 13 - Características do módulo FS-380.

Marca	First Solar
Tecnologia	Filme Fino
Potência Máxima - MPP (Wp)	80 (+/-5%)
Tensão Máxima - Vmpp (V)	48,5
Corrente Máxima - Imp (A)	1,65
Tensão em circuito aberto - Voc (V)	60,8
Corrente em curto-circuito - Isc (A)	1,88
Dimensões (mm)	1200x600

5.5.2. Características do inversor

Os inversores escolhidos foram os SC500CP-XT da marca SMA. Algumas das suas especificações encontram-se na tabela seguinte. A sua *data-sheet* completa encontra-se no Anexo G.

Tabela 14 - Características do inversor SC500CP-XT.

Marca	SMA
Modelo	SC
Máxima Potência - DC (kW)	560
Tensão Máxima na Entrada (V)	1000
Tensão Mínima na Entrada (V)	429
Tensão Máxima (V)	1000
Corrente Máxima na Entrada (A)	1250

5.5.3. Afastamento entre fileiras

Para determinar o afastamento das fileiras, será considerada a altura do painel, neste caso é 1,2 metros. Uma vez que na disposição do parque, serão utilizados suportes que permitam a fixação de duas *strings*, então ter-se-á de multiplicar esta altura por dois. Aplicando a expressão 5.1, obteve-se o seguinte valor:

$$d = 2 \times 1,2 \cdot \left(\cos 25 + \frac{\sin 30}{\tan 25} \right) \approx 5 \text{ m} \quad (5.37)$$

Assim sendo, a distância entre fileiras deverá ser aproximadamente 5 metros.

5.5.4. Determinação do número de módulos e de inversores

De modo a obter o número de módulos necessários para a central, dividiu-se a potência de pico da central pela potência de pico do módulo selecionado, obtendo-se o resultado abaixo.

$$N = \frac{2100000W_p}{80W_p} = 26250 \quad (5.38)$$

Uma vez obtido o número necessário de módulos para a instalação, calculou-se a área aproximada ocupada pelos painéis, multiplicando a área dos módulos pelo seu número total.

$$A = (1,64 \times 0,99) \times 26250 = 18900 \text{ m}^2 \quad (5.39)$$

Verifica-se que a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos é de aproximadamente 18900 m².

O número de inversores necessários é determinado pelo quociente entre a potência instalada (2MW) pela potência máxima do inversor (560kW). Assim sendo, obteve-se o seguinte número:

$$N = \frac{2000000}{560000} \cong 4 \quad (5.40)$$

Tal como obtido no caso 1 e 2, serão necessários 4 inversores para toda a instalação.

5.5.5. Cálculo do número mínimo de módulos numa *string*

Para se obter o número mínimo de módulos na string aplica-se o quociente entre a tensão mínima de funcionamento do inversor e a tensão mínima de funcionamento do módulo. Para a obtenção desta última tensão, utiliza-se a expressão 5.6.

Consultando a *datasheet* dos módulos, disponível no Anexo F3, verifica-se que o coeficiente de temperatura da tensão (ΔU) é de -0,27%/°C e que a tensão equivalente ao ponto máximo de potência ($V_{MPP(CTS)}$) é de 48,5V. Substituindo estes valores na expressão anterior, obtém-se:

$$V_{MPP(70^\circ C)} = \left(1 + \frac{45^\circ C \cdot (-0,27)}{100}\right) \cdot 48,5 \cong 42,607V \quad (5.41)$$

Tendo obtido este resultado, calcula-se agora o número mínimo de módulos em série na *string* (N_s^{min}). Consultado a *datasheet* do inversor, verificou-se que o valor mínimo para a tensão de funcionamento do mesmo ($V_{MIN.INV.}$) é de 429V. Utilizando a expressão abaixo 5.8, obteve-se o número mínimo de módulos em série.

$$N_S^{min} = \frac{V_{MIN.INV.}}{V_{MPP(70^{\circ}C)}} = \frac{429}{42,607} \cong 10 \quad (5.42)$$

Assim sendo, tendo em conta o resultado anterior, o número mínimo de módulos em série nas strings será 10.

5.5.6. Cálculo do número máximo de módulos numa *string*

Para efetuar o cálculo do número máximo de módulos em série é necessário calcular o valor máximo da tensão que o módulo poderá atingir. Para tal, aplica-se o quociente entre a tensão máxima de funcionamento do inversor e a tensão máxima de funcionamento do módulo. Essa tensão é atingida à temperatura mínima, ou seja, a $-10^{\circ}C$ e é calculada pela expressão 5.9.

Considerando o valor do coeficiente de temperatura da tensão, mencionado acima, e a tensão em circuito aberto do módulo ($V_{oc(CTS)}$), que vale 60,8V, o valor da tensão no módulo para a temperatura de $-10^{\circ}C$ pode ser calculada do seguinte modo:

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \cdot (-0,27)}{100}\right) \cdot 60,8 \cong 66,546V \quad (5.43)$$

Tendo obtido este resultado, calcula-se agora o número máximo de módulos em série na *string* ($N_S^{máx}$). Consultado a datasheet do inversor, verificou-se que o valor máximo para a tensão de funcionamento do mesmo ($V_{MAX.INV.}$) é de 1000V. Utilizando a expressão abaixo, obteve-se o número mínimo de módulos.

$$N_S^{máx} = \frac{V_{MAX.INV.}}{V_{ca(-10^{\circ}C)}} = \frac{1000}{66,546} \cong 15 \quad (5.44)$$

Assim sendo, tendo em conta os resultados anteriores, sabe-se que o número de módulos nas strings terá de ser no mínimo 10 e no máximo 15 módulos. Analisando os resultados para as tensões, verifica-se ainda que os módulos atingem uma maior tensão a temperaturas mais baixas e uma tensão menor a temperaturas mais altas, tal como era de esperar.

5.5.7. Cálculo do número de *strings* em paralelo

O número máximo de *strings* em paralelo ($N_p^{máx}$) resulta do quociente entre a corrente máxima do inversor ($I_{MAX.INV.}$) a corrente máxima por *string* (I_{MPP}). Consultando a datasheet do inversor e do módulo, verifica-se que o valor da corrente máxima do inversor é 1250A e a corrente máxima por *string* é 1,65A.

$$N_p^{m\acute{a}x} = \frac{I_{MAX.INV.}}{I_{MPP}} = \frac{1250}{1,65} \cong 758 \quad (5.45)$$

Verifica-se que o número máximo de *strings* em paralelo é de 758.

5.5.8. Disposição da produção fotovoltaica e verificação das tensões e da corrente

Tendo em conta os valores obtidos anteriormente, ou seja, que o número de módulos em série deverá estar entre 10 e 15 unidades e que o número máximo de strings em paralelo deverá ser 756, considerou-se que a exploração será composta por 4 inversores, estando ligado a dois deles 656 *strings* de 10 módulos em série e aos restantes 657 *strings* de 10 módulos em série. Uma representação do esquema unifilar da produção fotovoltaica, desenvolvida em *AUTOCAD*, encontra-se no Anexo E2. No Anexo E4 encontra-se uma representação de parte da planta geral, onde estão visíveis as Caixas de Junção.

Uma vez assumida esta configuração, é necessário garantir algumas condições elétricas. De seguida será feita uma verificação, quer para as tensões, quer para a corrente, tendo em conta as limitações dos inversores. De modo a verificar essas condições, utilizou-se as expressões 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16, substituindo os valores para os módulos de filme fino.

$$N_s \times V_{MPP(70^{\circ}C)do\ painel} > V_{MIN.INV.} \leftrightarrow 436,07V > 429V \quad (5.46)$$

$$N_s \times V_{MPP(-10^{\circ}C)do\ painel} < V_{M\acute{A}X.INV.} \leftrightarrow 558,872V < 850V \quad (5.47)$$

$$N_s \times V_{oc(-10^{\circ}C)do\ painel} < V_{cc.M\acute{A}X.INV.} \leftrightarrow 665,456V < 1000V \quad (5.48)$$

$$N_p \times I_{MPP\ do\ painel} < I_{cc.M\acute{A}X.INV.} \leftrightarrow 1084,05A < 1250A \quad (5.49)$$

Todas as condições estão satisfeitas, ou seja, a configuração cumpre todos os requisitos necessários ao bom funcionamento da exploração. Assim sendo, esta configuração pode ser adotada.

Posto isto, é necessário efetuar o dimensionamento para os cabos que irão ligar os painéis à caixa de junção, o cabo que irá conectar esta ao inversor, ambos cabos DC, e o cabo que conecta o inversor ao PT, cabo AC.

5.5.9. Dimensionamento dos cabos

Tal como foi feito caso 1 e 2, também para os módulos de filme fino é necessário efetuar o cálculo dos diversos cabos que fazem parte da instalação. Será calculada a secção do cabo de fileira, do cabo principal DC e do cabo AC.

Posteriormente serão calculados os calibres para as proteções a serem utilizadas.

5.5.9.1. Dimensionamento do cabo de *string*/fileira

Para o dimensionamento do cabo que liga cada uma das fileiras à caixa de junção teve-se em consideração o limite de 1% para a queda de tensão. De modo a saber a secção do cabo mais adequado, utilizou-se a expressão 5.21 apresentada anteriormente.

Tal como foi feito no caso 1 e 2, também se atribuiu uma secção tabelada e verificou-se qual a queda de tensão para essa secção através da aplicação da expressão 5.21. Caso a queda de tensão esteja abaixo de 1%, então essa secção será adequada e o cabo escolhido pode ser adotado. De forma exemplificativa, selecionou-se o caso mais desfavorável, ou seja o caso em que o cabo possui o maior comprimento.

Analisando os diferentes casos, verifica-se que o maior cabo de fileira corresponde ao que liga a série 10 à Caixa de Junção 2.1. Assim sendo, o comprimento do cabo é de 26,24 metros, a tensão da fileira é 485V e condutividade elétrica é 56m/Ωmm².

A corrente da fileira teve de ser calculada para efetuar a correção da temperatura para 70°C pela fórmula seguinte:

$$I_{CC(70^{\circ})} = I_{STC} \times (1 + \alpha \times (70 - 20)) = 1,88 \times (1 + \left(\frac{0,04}{100}\right) \times (70 - 20)) = 1,92 \text{ A} \quad (5.50)$$

Multiplicando este valor por 1,25 tal como é indicado na norma IEC 60364-7-712, obtém-se $I_{CC(70^{\circ})}=2,4 \text{ A}$.

Substituindo estes valores na expressão 5.21 e considerando uma secção de 4 mm² obteve-se a seguinte queda de tensão:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 26,24 \times 2,4}{4 \times 485 \times 56} \times 100\% \cong 0,116\% \quad (5.51)$$

Analisando o resultado obtido para a queda de tensão, verifica-se que a queda de tensão fica abaixo de 1%. Assim sendo, a secção adotada é a de 4 mm².

Na tabela seguinte apresenta-se o resultado da queda de tensão para os restantes cabos que ligam cada *strings* à Caixa de Junção 2.1 e dos cabos que ligam cada *strings* à Caixa de Junção 2.41.

Tabela 15 - Valores da queda de tensão obtidos para os cabos que ligam cada uma das séries ao quadro 2.1 e ao quadro 2.41.

INV.	Série °	Quadro	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/ Ω mm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
2	1	2.1	0,984	2,40	485	56	4	0,004
2	2	2.1	2,31	2,40	485	56	4	0,010
2	3	2.1	6,51	2,40	485	56	4	0,029
2	4	2.1	8,3	2,40	485	56	4	0,037
2	5	2.1	12,49	2,40	485	56	4	0,055
2	6	2.1	14,28	2,40	485	56	4	0,063
2	7	2.1	18,47	2,40	485	56	4	0,082
2	8	2.1	20,26	2,40	485	56	4	0,089
2	9	2.1	24,45	2,40	485	56	4	0,108
2	10	2.1	26,24	2,40	485	56	4	0,116
2	1	2.41	0,984	2,40	485	56	4	0,004
2	2	2.41	2,31	2,40	485	56	4	0,010
2	3	2.41	6,51	2,40	485	56	4	0,029
2	4	2.41	8,3	2,40	485	56	4	0,037
2	5	2.41	12,49	2,40	485	56	4	0,055
2	6	2.41	14,28	2,40	485	56	4	0,063

No Anexo B3 encontra-se uma tabela com o resultado obtido para todos os outros cabos de fileiras.

Pelos resultados obtidos, verifica-se que o valor para a queda de tensão de todos os cabos se encontram abaixo de 1%. Assim sendo, a secção indicada para os cabos é 4 mm².

5.5.9.2. Dimensionamento dos cabos entre as caixas de junção e os inversores (Cabo DC)

Para o cálculo do cabo principal DC, que liga a Caixa de Junção ao inversor, à semelhança do cabo de fileira, utilizou-se a expressão 5.25.

Apresenta-se de seguida o cálculo da secção para o cabo com maior comprimento, ou seja para o cabo que conecta a Caixa de Junção 1.66 ao inversor 1. O comprimento do referido cabo é 251,89 metros, a tensão de fileira é 485V e a condutividade elétrica continua a ser 56m/ Ω mm², uma vez que o condutor é cobre. A corrente total resulta do produto do número de fileiras ligadas à caixa de junção, pela corrente de fileira, resultando num total de $I_{Total}=27,11A$.

Substituindo estes valores na expressão 5.25 e utilizando uma secção de 70mm², obteve-se o seguinte resultado:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 251,89 \times 27,11}{70 \times 485 \times 56} \times 100\% \cong 0,718\% \quad (5.53)$$

Assim sendo, como a queda de tensão obtida se encontra abaixo de 1%, o cabo escolhido pode ser adotado.

Uma vez que o número de fileiras para este caso é bastante elevado, a tabela com as quedas de tensão para os restantes cabos que ligam as caixas de junção ao inversor 1 encontram-se no Anexo B4. Para os restantes inversores os resultados eram idênticos e em nenhum caso a queda de tensão ultrapassou 1%.

Neste caso, tendo em conta os resultados obtidos, o cabo a utilizar deverá possuir uma secção de 70mm².

5.5.9.3. Dimensionamento dos cabos entre os inversores e o PT (Cabo AC)

Relativamente ao dimensionamento do cabo AC que liga cada um dos inversores ao PT, teve-se em consideração o limite de 3% para a queda de tensão. Para o cálculo da secção adequada, aplicou-se a expressão 5.26.

De forma exemplificativa, serão apresentados os cálculos para o caso mais desfavorável, ou seja, para o cabo que liga o inversor 4 ao PT. Neste caso considerado, o cabo possui um comprimento total de 133,8 metros. A tensão nominal serão 400V, uma vez que se pretende uma ligação trifásica.

Tendo em conta a potência do inversor (560kW) e o fator de potência unitário, calculou-se a corrente nominal do seguinte modo:

$$I_{nAC} = \frac{560 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 808,29A \quad (5.54)$$

Aplicando os dados anteriores na expressão 5.26 e considerando um cabo trifásico de alumínio com 300mm² de secção, obteve-se o seguinte resultado para a queda de tensão:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times 133,8 \times 808,29 \times 1}{300 \times 400 \times 34} \times 100\% \cong 4,591\% \quad (5.55)$$

Analisando o resultado obtido, verifica-se que a queda de tensão para o cabo com uma secção de 300mm² ultrapassa os 3%. Assim sendo, serão colocados 2 cabos em paralelo com uma secção de 240mm². Aplicando a expressão 5.26, obteve-se a seguinte queda de tensão:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times 133,8 \times 808,29 \times 1}{(2 \times 240) \times 400 \times 34} \times 100\% \cong 2,869\% \quad (5.56)$$

Analisando o resultado obtido, verifica-se que a queda de tensão é inferior a 3%.

Na tabela que se segue apresenta-se o resultado da queda de tensão para os quatro cabos AC que ligam cada um dos inversores ao PT. Verifica-se que todos os resultados para a queda de tensão são inferiores a 3%.

Tabela 16 - Resultados obtidos para a queda de tensão dos cabos AC.

Inversor	PT	L (m)	I (A)	U _n (V)	σ (m/Ωmm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
1	1	14,1	808,29	400	34	2x240	0,302
2	1	65,36	808,29	400	34	2x240	1,402
3	1	101,27	808,29	400	34	2x240	2,172
4	1	133,8	808,29	400	34	2x240	2,869

Tendo em conta os resultados obtidos, devem ser utilizados dois cabos de alumínio em paralelo com uma secção de 240mm².

5.5.10. Dimensionamento dos fusíveis de fileira e do interruptor DC

5.5.10.1. Dimensionamento dos fusíveis de fileira

A tensão de funcionamento dos fusíveis de fileira foi obtida recorrendo à expressão 5.29.

Sabendo que o número de módulos ligados em série em cada *string* é 10 e substituindo a tensão em circuito aberto do módulo, $V_{oc(-10^{\circ}C)}=66,546V$, obteve-se o seguinte resultado:

$$N \times 1,15 \times V_{oc} \leftrightarrow 10 \times 1,15 \times 66,546 = 765,274V \quad (5.56)$$

O índice de corrente I_N do fusível de fileira foi obtido através da aplicação da expressão 5.31:

$$I_n \geq 1,5 \times I_{cc} \times N \leftrightarrow I_n \geq 1,5 \times 2,4 \times 1 \leftrightarrow I_n \geq 3,595 A \quad (5.57)$$

O fusível a utilizar deverá respeitar estas condições.

5.5.10.2. Dimensionamento do interruptor DC

Tal como foi visto anteriormente, a norma **IEC 60364-7-712** determina que o interruptor DC deve ser dimensionado de modo a que a tensão máxima em circuito aberto do gerador fotovoltaico à temperatura de -10°C e para 125% da corrente máxima do gerador.

Assim sendo, sabendo que se encontram 657 fileiras em paralelo com uma corrente de 1,92A e que a tensão em circuito aberto para a temperatura de -10°C é de 558,872V, obteve-se as condições a cumprir pelo interruptor, substituindo as expressões 5.33 e 5.34:

$$I_{GDC} \geq 1,25 \times 1,92 \times 657 \leftrightarrow I_{GDC} \geq 1574,057A \quad (5.58)$$

$$U \geq 558,872V \quad (5.59)$$

Assim sendo o interruptor DC a instalar deverá possuir uma corrente estipulada e uma tensão superiores às obtidas.

5.6. Perdas nos cabos

Para o cálculo das perdas nos cabos DC, utilizou-se a seguinte expressão:

$$Perdas_{DC}(W) = \frac{2 \times N \times L \times I_{Fileira}^2}{S_{DC} \times \sigma} \quad (5.60)$$

onde,

- N - número de fileiras
- L - comprimento do cabo (m);
- $I_{Fileira}$ - corrente da fileira;
- S_{DC} - Secção do cabo;
- σ - condutividade do condutor (56m/ Ωmm^2 no caso do cobre e 34m/ Ωmm^2 no caso do alumínio).

Para o cálculo das perdas no cabo AC, utilizou-se a seguinte expressão:

$$Perdas_{DC}(W) = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (5.61)$$

onde,

- L - comprimento do cabo (m);
- I_{nAC} - Corrente nominal AC do inversor;
- S_{AC} - Secção do cabo;
- σ - condutividade do condutor (56m/ Ωmm^2 no caso do cobre e 34m/ Ωmm^2 no caso do alumínio);
- $\cos \varphi$ - Fator de potência.

Uma vez que a quantidade de cabos era muito grande, apresenta-se de seguida apenas o resultado das perdas totais nos cabos, que resulta da soma das perdas individuais para cada cabo.

Tabela 17 - Perdas nos cabos da instalação fotovoltaica.

Módulos	Perdas Totais (W)	Perdas (%)
Monocristalinos	71422,03139	3,57
Policristalinos	68584,63874	3,43
Filme Fino	55402,76868	2,77

Analisando as perdas totais nos cabos e comparando com a potência total instalada, verifica-se que possuem um valor aceitável. Regista-se uma menor perda nos cabos no caso em que são instalados painéis de filme fino.

5.7. Simulação da produção anual

Após se ter feito o dimensionamento para os três casos, utilizou-se o *PVsyst* para confirmar os resultados obtidos. Posteriormente efetuou-se uma simulação para a produção da instalação fotovoltaica utilizando o mesmo *software*.

Assim sendo, serão apresentados de seguida os resultados obtidos para cada um dos casos considerados no dimensionamento.

5.7.1. Módulos monocristalinos

Na tabela que se segue pode-se verificar os valores mensais e o valor anual, obtidos na simulação do *PVsyst*. É apresentada a energia efetiva à saída do gerador fotovoltaico, assim como a energia injetada na rede, entre outros dados.

Tabela 18 - Valores obtidos na simulação do *PVsyst* para a produção fotovoltaica com módulos monocristalinos.

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	66.4	11.21	105.1	102.1	198237	194772	13.84	13.59
February	78.7	12.11	108.6	105.4	204124	200701	13.79	13.56
March	144.4	14.41	179.0	174.1	327164	321703	13.40	13.17
April	158.3	15.27	169.3	163.8	308511	303065	13.36	13.12
May	199.4	17.44	195.2	188.3	350577	344377	13.17	12.94
June	216.1	21.11	202.6	195.6	355380	348778	12.86	12.62
July	225.0	22.37	216.6	209.6	378619	371942	12.82	12.59
August	207.0	22.81	217.5	211.1	378300	371785	12.75	12.53
September	155.6	21.24	184.3	179.2	326214	320624	12.98	12.75
October	113.2	18.14	153.2	149.0	278594	274046	13.33	13.12
November	65.0	14.01	98.0	95.1	183360	180106	13.72	13.48
December	58.1	11.81	95.5	92.7	181671	178562	13.95	13.71
Year	1687.2	16.86	1924.8	1866.1	3470751	3410462	13.22	12.99

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Analisando os dados, verifica-se que a energia injetada na rede ao fim de um ano é de cerca de 3,41GWh. Sendo que o pico de produção ocorre em Julho e a menor produção registada ocorre em Dezembro, tal como era de esperar.

No Anexo C1 encontram-se os restantes dados obtidos nesta simulação.

5.7.2. Módulos policristalinos

Relativamente aos módulos policristalinos, os resultados obtidos para a simulação no PVsyst encontram-se na tabela que se segue.

Tabela 19 - Valores obtidos na simulação do PVsyst para a produção fotovoltaica com módulos policristalinos.

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	66.4	11.21	105.1	102.1	196185	192763	13.73	13.49
February	78.7	12.11	108.6	105.4	202026	198649	13.68	13.45
March	144.4	14.41	179.0	174.1	321299	315960	13.19	12.97
April	158.3	15.27	169.3	163.8	303755	298411	13.19	12.95
May	199.4	17.44	195.2	188.3	344598	338528	12.98	12.75
June	216.1	21.11	202.6	195.6	348242	341786	12.63	12.40
July	225.0	22.37	216.6	209.6	370792	364275	12.58	12.36
August	207.0	22.81	217.5	211.1	369586	363250	12.49	12.28
September	155.6	21.24	184.3	179.2	319667	314207	12.75	12.53
October	113.2	18.14	153.2	149.0	274547	270089	13.17	12.96
November	65.0	14.01	98.0	95.1	181682	178468	13.63	13.39
December	58.1	11.81	95.5	92.7	180372	177289	13.88	13.65
Year	1687.2	16.86	1924.8	1866.1	3412751	3353675	13.03	12.81

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
EffArrR Effic. Eout array / rough area
EffSysR Effic. Eout system / rough area

Avaliando a tabela, verifica-se que a energia injetada na rede ao fim de um ano é de cerca de 3,335GWh utilizando módulos policristalinos. Mais uma vez verifica-se que o pico de produção ocorre em Julho e a menor produção registada ocorre em Dezembro.

No Anexo C2 encontram-se os restantes dados obtidos nesta simulação.

5.7.3. Módulos de filme fino

Para os módulos de filme fino, o resultado obtido para a simulação encontra-se na tabela que se segue.

Tabela 20 - Valores obtidos na simulação do *PVsyst* para a produção fotovoltaica com módulos de filme fino.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	66.4	11.21	105.1	102.1	198141	194660	9.98	9.80
February	78.7	12.11	108.6	105.4	204254	200815	9.96	9.79
March	144.4	14.41	179.0	174.1	331364	325802	9.79	9.63
April	158.3	15.27	169.3	163.8	312191	306643	9.76	9.58
May	199.4	17.44	195.2	188.3	356512	350168	9.66	9.49
June	216.1	21.11	202.6	195.6	365015	358173	9.53	9.35
July	225.0	22.37	216.6	209.6	390039	383099	9.53	9.36
August	207.0	22.81	217.5	211.1	391097	384306	9.51	9.35
September	155.6	21.24	184.3	179.2	334982	329196	9.62	9.45
October	113.2	18.14	153.2	149.0	282862	278216	9.77	9.61
November	65.0	14.01	98.0	95.1	183791	180511	9.93	9.75
December	58.1	11.81	95.5	92.7	180971	177859	10.03	9.85
Year	1687.2	16.86	1924.8	1866.1	3531220	3469449	9.71	9.54

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Verifica-se que a energia injetada na rede ao fim de um ano é de cerca de 3,469GWh utilizando módulos de filme fino. Neste caso, verifica-se que o pico de produção ocorre em Agosto e a menor produção registada ocorre em Dezembro.

No Anexo C3 encontram-se os restantes dados obtidos nesta simulação.

Capítulo 6

Triagem de Módulos Fotovoltaicos

Após o dimensionamento das instalações fotovoltaicas e durante a fase de instalação dos módulos fotovoltaicos pode ser feita ou não uma triagem dos mesmos.

Neste capítulo serão apresentados os resultados para situações em que é realizada a triagem e para situações em que essa triagem não é feita. Para isso, serão considerados os três casos anteriores, nomeadamente a triagem para módulos monocristalinos, policristalinos e de filme fino.

6.1. Triagem

A triagem de módulos fotovoltaicos consiste numa distribuição dos módulos quando estes são instalados, de acordo com as suas características elétricas reais.

Os fabricantes de módulos aquando do envio dos módulos fotovoltaicos para a sua instalação, enviam também ficheiros de *Excel* onde constam as informações relativas a cada um dos módulos individuais resultantes de *flashtests*⁸ realizados pelos fabricantes. Estas informações podem ser utilizadas de modo a ser realizada a triagem dos mesmos.

A triagem tem por objetivo colocar na mesma fileira módulos com valores de corrente iguais ou muito próximos, de modo a maximizar a potência total da fileira e consequentemente, da instalação.

Na triagem perfeita a totalidade dos módulos fotovoltaicos é colocada por ordem decrescente de corrente, sendo agrupados de seguida nessa ordem, tendo em conta o número de módulos que compõe a fileira.

De modo a perceber um pouco melhor este conceito, tome-se como exemplo uma instalação fotovoltaica com duas séries de três módulos. Numa primeira fase será feita a instalação sem recorrer à triagem dos módulos. Numa segunda fase será feita a triagem perfeita dos mesmos.

As características elétricas reais para os seis módulos encontram-se representadas na tabela que se segue.

⁸ *Flashtests* - Dados elétricos reais individuais de cada módulo fotovoltaico, fornecidos pelos fabricantes.

Tabela 21 - Dados fornecidos pelo fabricante relativos a um conjunto de módulos fotovoltaicos.

Módulo	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	P_{MPP} (W)
1	29,97	8,30	248,59
2	30,14	8,24	248,23
3	30,21	8,26	249,60
4	29,77	8,29	246,76
5	29,82	8,23	245,40
6	29,98	8,28	248,33

Começando pelo caso em que a triagem não é feita e os módulos são colocados aleatoriamente, considerou-se esquema de montagem da **Figura 47**.

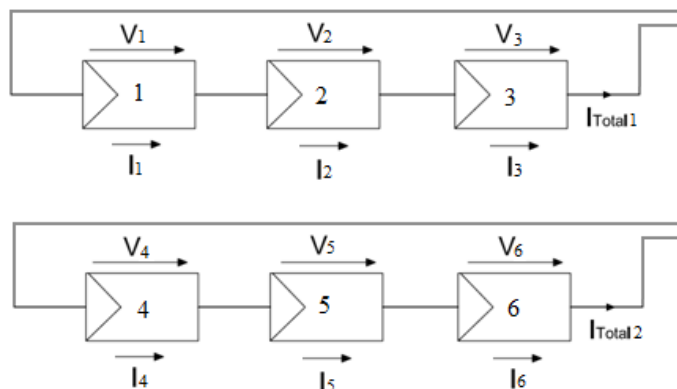


Figura 47 - Esquema de montagem para uma instalação fotovoltaica sem triagem.

Tendo em conta o que foi visto anteriormente, sabe-se que quando os módulos estão ligados em série, a corrente resultante será única, enquanto a tensão total será a soma de todas as tensões. Caso as correntes sejam ligeiramente diferentes, a corrente total será igual à menor corrente de entre os módulos.

Assim sendo, a corrente I_{Total1} será igual à menor corrente máxima de entre os três módulos. Analisando a tabela 20, verifica-se que entre as correntes dos módulos 1, 2 e 3 a mais baixa é a do módulo 2. Assim, a corrente I_{Total1} será igual a 8,24A.

Para o caso da corrente I_{Total2} verifica-se que entre as correntes dos módulos 4, 5 e 6 a mais baixa é a do módulo 5, isto é I_{Total2} valerá 8,23A.

Tabela 22 - Resultado obtido para as potências da instalação, não considerando triagem.

Módulo	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	P_{MPP} (W)
1	29,97	8,24	246,95
2	30,14	8,24	248,35
3	30,21	8,24	248,93
4	29,77	8,23	245,01
5	29,82	8,23	245,42
6	29,98	8,23	246,73

Somando as potências obtidas para o caso em que não foi feita a triagem, o resultado obtido para a potência máxima global da instalação foi de 1481,398W.

Considerando agora o caso em que é feita a triagem perfeita, o esquema de ligação obtido foi o seguinte:

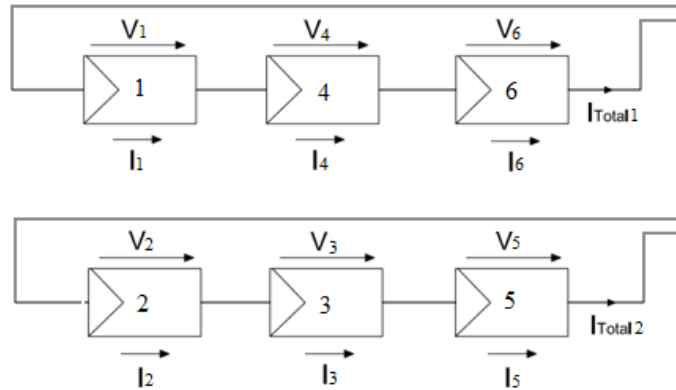


Figura 48 - Esquema de montagem para uma instalação fotovoltaica com triagem.

Considerando então a triagem, a corrente I_{Total1} será igual à menor corrente máxima de entre os três módulos. Analisando a tabela 20, verifica-se que entre as correntes dos módulos 1, 4 e 6 a mais baixa é a do módulo 6. Assim, a corrente I_{Total1} será igual a 8,28A.

Para o caso da corrente I_{Total2} verifica-se que entre as correntes dos módulos 2, 3 e 5 a mais baixa é a do módulo 5, portanto I_{Total2} irá valer 8,23A.

Tabela 23 - Resultado obtido para as potências da instalação, considerando triagem.

Módulo	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	P_{MPP} (W)
1	29,97	8,28	248,1516
4	29,77	8,28	246,4956
6	29,98	8,28	248,2344
2	30,14	8,23	248,0522
3	30,21	8,23	248,6283
5	29,82	8,23	245,4186

Somando as potências obtidas para o caso em que foi feita a triagem perfeita, o resultado obtido para a potência máxima da instalação foi de 1484,981W.

Verifica-se portanto que, embora a diferença neste caso não seja muito grande entre um caso e outro, a triagem permite obter potências máximas totais mais elevadas. O facto de a diferença não ser muito acentuada, deve-se à dimensão do sistema considerado. Conforme a instalação seja maior, maiores serão as diferenças de potência de um caso para o outro.

Em casos reais normalmente não é feito este tipo de triagem perfeita, uma vez que em explorações com grandes dimensões e com elevado número de módulos era impensável fazer esta seleção tão minuciosa. Assim sendo, são criados grupos de módulos de acordo com o seu valor máximo de corrente. De acordo com o grupo a que

pertencam, os módulos são classificados qualitativamente. Após esta classificação, as fileiras serão compostas com módulos que possuam a mesma classificação, com níveis parecidos de corrente.

Neste trabalho serão consideradas quatro situações para cada um dos casos estudados no capítulo anterior. A primeira variante será relativa à não realização da triagem. A segunda variante será o caso em que se realiza a triagem perfeita. Numa terceira fase será aplicada a triagem, dividindo o conjunto de módulos em três níveis de corrente com uma distribuição de 33,(3)% dos módulos. Por último será considerada a situação em que é feita uma divisão de 25%, 50% e 25% entre o total dos módulos, tendo em conta os três níveis de corrente considerados. De seguida serão explicadas todas estas alternativas.

Para a realização deste estudo, utilizou-se o *Excel* e criou-se em *Matlab* um conjunto de funções que permitiu agilizar o estudo de cada situação. No Anexo D1, D2, D3 e D4 encontram-se essas funções utilizadas.

6.2. Procedimento

Utilizando os resultados obtidos no capítulo anterior, selecionou-se o número total de módulos para cada caso, assim como o número de módulos por fileira e os seus respetivos *flashtests*, organizando toda esta informação em *Excel*. De seguida estes dados serão importados para *Matlab*, onde posteriormente serão tratados tendo em conta a triagem ou a não triagem.

Em seguida são apresentados os resultados para cada uma das situações, o seja, para a não triagem, para a triagem perfeita, para a triagem 33,(3)% e para a triagem 25% - 50% - 25%.

6.2.1. Não Triagem

Para a não triagem, a função obtida em *Matlab* - Função *organiza* - recebe os dados de todos os módulos, agrupando-os, respeitando apenas o número de módulos que constituem uma fileira.

Após este agrupamento, a função determina qual a corrente mínima entre os módulos de cada fileira, atribuindo essa corrente mínima à corrente que circula na fileira. Em seguida multiplica essa corrente mínima pela tensão individual de cada um, de modo a obter a potência total de cada módulo.

Por último, recorre-se a outra função - Função *soma* - a qual soma todas as potências e é obtido o valor da potência máxima para a instalação, tendo em conta todo este processo.

6.2.2. Triagem Perfeita

No caso da triagem perfeita, a função obtida em *Matlab* - Função *organiza* - recebe os dados de todos os módulos e organiza-os por ordem decrescente de acordo com o seu

valor de corrente. De seguida, a partir desta lista organizada de módulos, agrupa-os respeitando o número de módulos que constituem uma fileira.

Após este agrupamento, a função determina qual a corrente mínima entre os módulos de cada fileira, atribuindo essa corrente mínima à corrente que circula na fileira. Em seguida multiplica essa corrente mínima pela tensão individual de cada um, de modo a obter a potência de cada módulo.

Por último, soma-se todas as potências de modo a obter a potência total máxima para a instalação. Para tal recorre-se a outra função - Função *soma*.

6.2.3. Triagem 33,(3)%

Para a triagem 33,(3)% foram criados três grupos de módulos, de acordo com níveis de corrente estabelecidos. De forma qualitativa, classificam-se esses grupos tendo em conta os valores de corrente:

- 1ª Classe - Módulos com valores de corrente elevada;
- 2ª Classe - Módulos com valores de corrente mediana;
- 3ª Classe - Módulos com valores baixos de corrente.

Cada grupo possui 33,(3)% do número total dos módulos. Isto significa que todos os grupos possuem o mesmo número de módulos.

Os limites superiores e inferiores para a criação desses grupos são obtidos tendo em conta este último critério, bem como os valores de corrente dos módulos.

Tendo em consideração estes critérios, obteve-se no *Excel* os limites superiores e inferiores para cada grupo. Em seguida, utilizando esses limites e a Função *organiza* no *Matlab*, criou-se esses três grupos de módulos. A Função *organiza* ao receber a lista total de módulos e comparando cada uma das correntes individuais com os limites de cada grupo, separa os módulos e cria os três grupos.

Seguidamente agrupa módulos pertencentes ao mesmo grupo para formar as fileiras, respeitando o número de módulos que as compõe.

Após este agrupamento, a função determina qual a corrente mínima entre os módulos de cada fileira, atribuindo essa corrente mínima à corrente que circula na fileira. Em seguida multiplica essa corrente mínima pela tensão individual de cada um, de modo a obter a potência de cada módulo.

Por último, soma-se todas as potências de modo a obter a potência total máxima para a instalação. Para tal recorre-se a outra função - Função *soma*.

6.2.4. Triagem 25% - 50% - 25%

Para a triagem 25% - 50% - 25% foram criados três grupos de módulos, de acordo com níveis de corrente estabelecidos. De forma qualitativa, tal como na triagem a 33,(3)%, classificam-se esses grupos tendo em conta os valores de corrente:

- 1ª Classe - Módulos com valores de corrente elevada;
- 2ª Classe - Módulos com valores de corrente mediana;
- 3ª Classe - Módulos com valores baixos de corrente.

A cada um dos grupos 2ª Classe e 3ª Classe foram atribuídos 25% dos módulos a instalar. Para o grupo 1ª Classe foram atribuídos 50% dos módulos totais a instalar.

Os limites superiores e inferiores para a criação desses grupos são obtidos tendo em conta este último critério, bem como os valores de corrente dos módulos.

Tendo em consideração estes critérios, obteve-se no *Excel* os limites superiores e inferiores para cada grupo. Em seguida, utilizando esses limites e a Função *organiza* no *Matlab*, criou-se esses três grupos de módulos. A Função *organiza* ao receber a lista total de módulos e comparando cada uma das correntes individuais com os limites de cada grupo, separa os módulos e cria os três grupos.

Seguidamente agrupa módulos referentes ao mesmo grupo para formar as fileiras, respeitando o número de módulos que as compõe.

Após este agrupamento, a função determina qual a corrente mínima entre os módulos de cada fileira, atribuindo essa corrente mínima à corrente que circula na fileira. Em seguida multiplica essa corrente mínima pela tensão individual de cada um, de modo a obter a potência de cada módulo.

Por último, soma-se todas as potências de modo a obter a potência total máxima para a instalação. Para tal recorre-se a outra função - Função *soma*.

6.3. Resultados

Após aplicar os métodos descritos anteriormente e a Funções *organiza* e a Função *soma* criadas em *Matlab*, obteve-se os resultados para o caso um, caso dois e caso três. De seguida são apresentados esses resultados.

6.3.1. Caso 1: Painéis monocristalinos

Consultando os dados obtidos no capítulo anterior, sabe-se que o número de módulos monocristalinos necessários para a instalação são 8400 e o número de módulos por fileira são 20. Utilizou-se estes dados assim como os *flashtests* para obter a potência total.

De seguida apresentam-se os valores obtidos no *Excel* para os limites inferiores e superiores utilizados na triagem 33,(3)% e na triagem 25% - 50% - 25%.

Tabela 24 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 33,(3)%.

Grupo	Número de Módulos	Limite Inferior	Limite Superior
1ª Classe	2800	8,289445	8,495543
2ª Classe	2800	8,245778	8,289445
3ª Classe	2800	8,108146	8,245778

Tabela 25 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 25%-50%-25%.

Grupo	Número de Módulos	Limite Inferior	Limite Superior
1ª Classe	4200	8,265544	8,495543
2ª Classe	2100	8,236015	8,265544
3ª Classe	2100	8,108146	8,236015

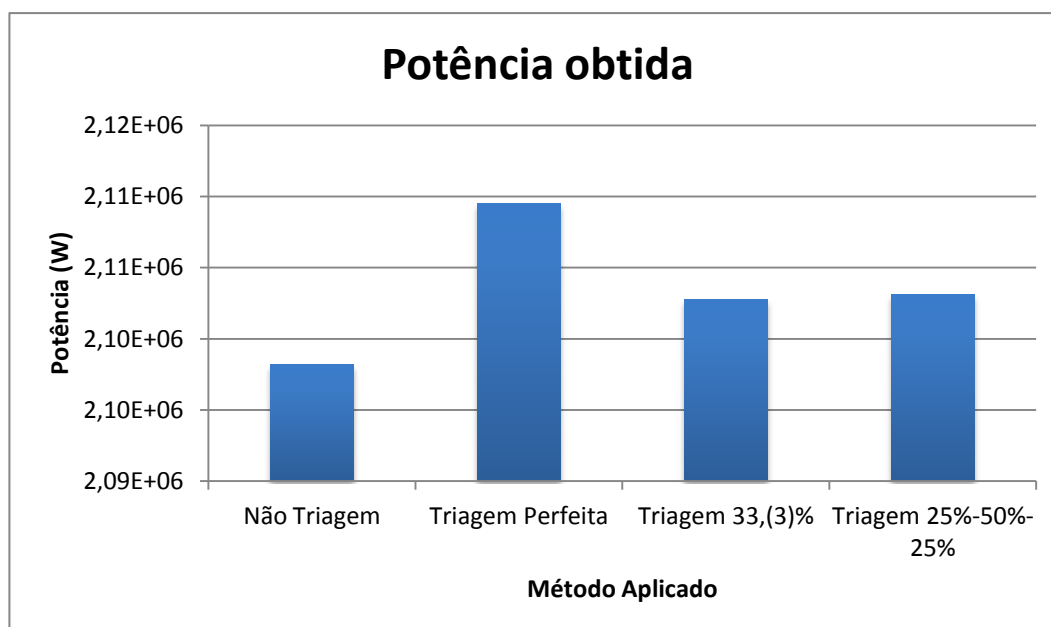
Estes valores para os limites superiores e inferiores dos módulos serviram para criar os grupos de módulos para cada uma das triagens feitas.

Após a aplicação dos diferentes métodos, obteve-se os valores das potências máximas totais para a instalação. Esses valores obtidos encontram-se na tabela seguinte.

Tabela 26 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis monocristalinos.

Método Aplicado	Potência Total (W)
Não Triagem	2098212,853
Triagem Perfeita	2109499,634
Triagem 33,(3)%	2102771,817
Triagem 25%-50%-25%	2103082,536

De modo a ficar mais visível as diferenças entre as potências obtidas tendo em conta os métodos utilizados, foi criado o gráfico que se segue.

**Gráfico 1** - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis monocristalinos.

Analisando os resultados obtidos, facilmente se percebe que a potência máxima total do parque é maximizada pela utilização dos métodos de triagem. Verifica-se também que tal como seria de esperar, o método em que é utilizada a triagem perfeita é o resultado para o qual se obtém uma maior potência total.

Relativamente ao caso em que não é feita qualquer tipo de triagem, verifica-se que neste caso, a potência máxima total do parque fica ligeiramente abaixo da potência de pico estipulada no capítulo anterior, ou seja, 2,1MWp.

A potência obtida na triagem perfeita ficou acima da potência em que não é admitida triagem em cerca de 0,538%. No caso da triagem 33,(3)%, essa diferença relativa à não triagem foi cerca de 0,217%. Em relação à triagem 25%-50%-25% a diferença relativamente à não triagem foi de 0,232%.

Neste caso, verifica-se que o segundo melhor resultado foi conseguido recorrendo à triagem 25%-50%-25%.

6.3.2. Caso 2: Painéis Policristalinos

Utilizando os dados obtidos no capítulo anterior, sabe-se que o número de módulos policristalinos necessários para a instalação são 8400 e o número de módulos por fileira são 20. Utilizou-se estes dados assim como os *flashtests* para obter a potência total.

De seguida apresentam-se os valores obtidos no *Excel* para os limites inferiores e superiores para a triagem 33,(3)% e para a triagem 25% - 50% - 25%.

Tabela 27 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 33,(3)%.

Grupo	Número de Módulos	Limite Inferior	Limite Superior
1ª Classe	2800	8,31	8,49
2ª Classe	2800	8,23	8,31
3ª Classe	2800	7,89	8,23

Tabela 28 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 25%-50%-25%.

Grupo	Número de Módulos	Limite Inferior	Limite Superior
1ª Classe	2100	8,27	8,49
2ª Classe	4200	8,21	8,27
3ª Classe	2100	7,89	8,21

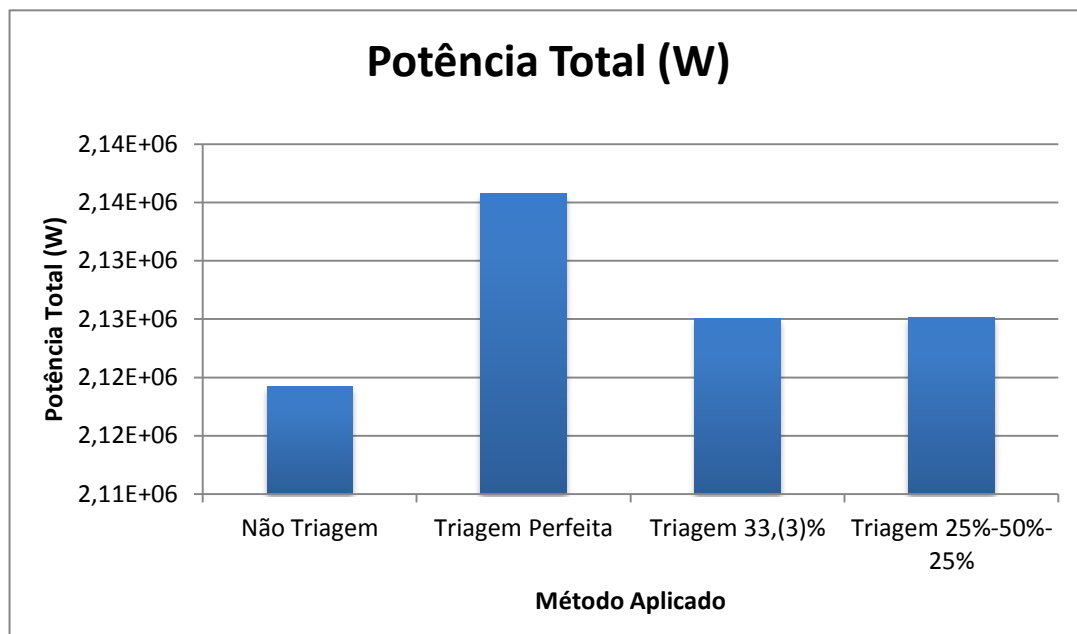
Os valores das diferentes potências totais obtidas a partir de cada um dos métodos utilizados encontram-se na tabela seguinte.

Tabela 29 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis policristalinos.

Método Aplicado	Potência Total (W)
Não Triagem	2119174,454
Triagem Perfeita	2135781,177
Triagem 33,(3)%	2125066,15
Triagem 25%-50%-25%	2125099,98

Analisando a tabela com os resultados obtidos para os três métodos, verifica-se que o melhor resultado foi obtido para o método da triagem perfeita.

De seguida apresenta-se um gráfico com estes resultados, de modo a ser mais visível esta variação de resultados de um método para o outro.

**Gráfico 2** - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis policristalinos

A análise do gráfico permite confirmar que através da triagem obteve-se uma potência máxima do parque superior à situação em que não foi aplicada qualquer tipo de triagem.

Permite também verificar que, tal como se viu acima, a triagem perfeita é o método para o qual se obtém melhor resultado.

A situação em que não é aplicada a triagem é a que possui pior resultado. No entanto, ao contrário do que aconteceu com os módulos monocristalinos, a potência máxima no caso em que não é aplicada a triagem, não fica abaixo do valor da potência de pico considerada no dimensionamento.

A potência obtida na triagem perfeita ficou acima da potência em que não é admitida triagem em cerca de 0,784%. No caso da triagem 33,(3)%, essa diferença

relativa à não triagem foi cerca de 0,278%. Em relação à triagem 25%-50%-25% a diferença relativamente à não triagem foi de 0,279%.

Neste caso, verifica-se que o segundo melhor resultado foi conseguido recorrendo à triagem 25%-50%-25%. Verifica-se ainda que no global, obteve-se melhores resultados do que nos módulos monocristalinos.

6.3.3. Caso 3: Painéis de Filme Fino

Dispondo os dados obtidos no capítulo anterior, sabe-se que o número de módulos de filme fino necessários para a instalação são 26250 e o número de módulos por fileira são 10. Utilizou-se estes dados assim como os *flashtests* para obter a potência total.

De seguida apresentam-se os valores obtidos no *Excel* para os limites inferiores e superiores para a triagem 33,(3)% e para a triagem 25% - 50% - 25%.

Tabela 30 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 33,(3)%.

Grupo	Número de Módulos	Limite Inferior	Limite Superior
1ª Classe	8750	1,66	1,73
2ª Classe	8750	1,65	1,66
3ª Classe	8750	1,58	1,65

Tabela 31 - Limites superiores e inferiores para a Triagem 25%-50%-25%.

Grupo	Número de Módulos	Limite Inferior	Limite Superior
1ª Classe	13125	1,66	1,73
2ª Classe	6563	1,64	1,66
3ª Classe	6563	1,58	1,64

Os valores das diferentes potências totais obtidas a partir de cada um dos métodos utilizados encontram-se na tabela seguinte.

Tabela 32 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis de filme fino.

Método Aplicado	Potência Total (W)
Não Triagem	2112531,688
Triagem Perfeita	2131581,657
Triagem 33,(3)%	2122090,786
Triagem 25%-50%-25%	2122902,522

Os dados presentes na tabela 22 encontram-se no gráfico seguinte para uma melhor interpretação dos resultados obtidos.

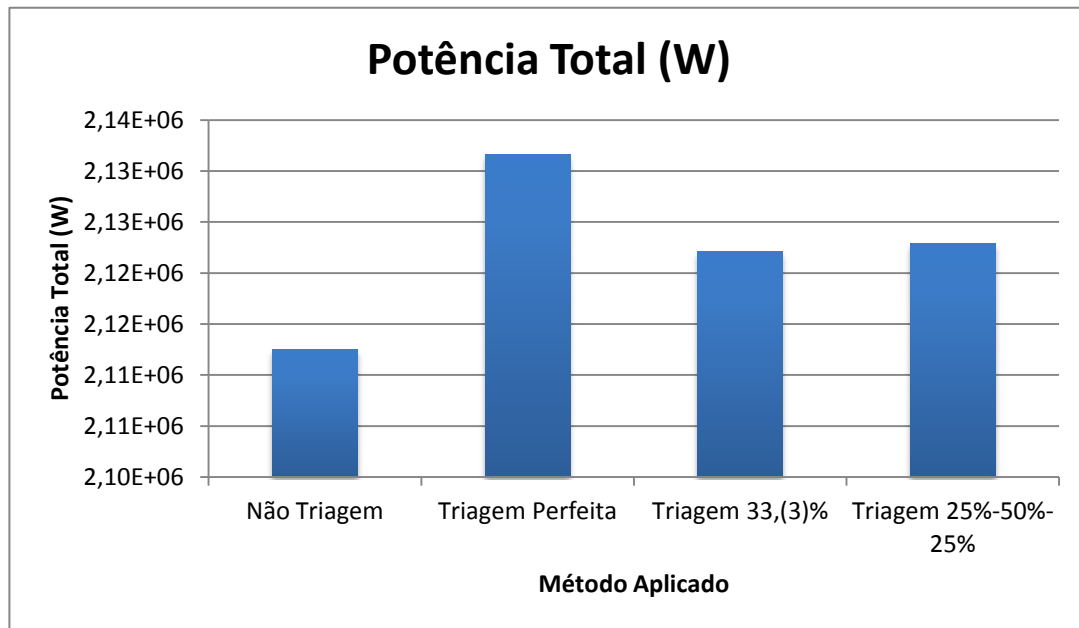


Gráfico 3 - Resultados obtidos para potência total da instalação de painéis de filme fino.

Analizando os resultados obtidos para os painéis de filme fino, verifica-se que a tendência registrada para o caso 1 e 2 se mantém. Isto porque se verifica que nas situações em que a triagem foi aplicada, os resultados obtidos são melhores do que quando esta não é aplicada.

Pode-se ainda verificar que, tal como aconteceu nos módulos policristalinos e ao contrário do que aconteceu com os monocristalinos, para o caso em que a triagem não é aplicada a potência máxima obtida é superior à potência de pico (2,1MW) considerada no dimensionamento.

A potência obtida na triagem perfeita ficou acima da potência obtida quando não é feita a triagem em cerca de 0,902%. No caso da triagem 33,(3)%, essa diferença relativa à não triagem foi cerca de 0,452%. Em relação à triagem 25%-50%-25% a diferença relativamente à não triagem foi de 0,49%.

Neste caso, verifica-se que o segundo melhor resultado foi conseguido recorrendo à triagem 25%-50%-25%. Verifica-se ainda que no global, obteve-se melhores resultados do que nos módulos monocristalinos.

6.4. Conclusões

Comparando as três tecnologias de módulos verifica-se que neste caso os policristalinos conseguiram obter potências máximas mais elevadas nas quatro situações, tal como se pode verificar no gráfico seguinte.

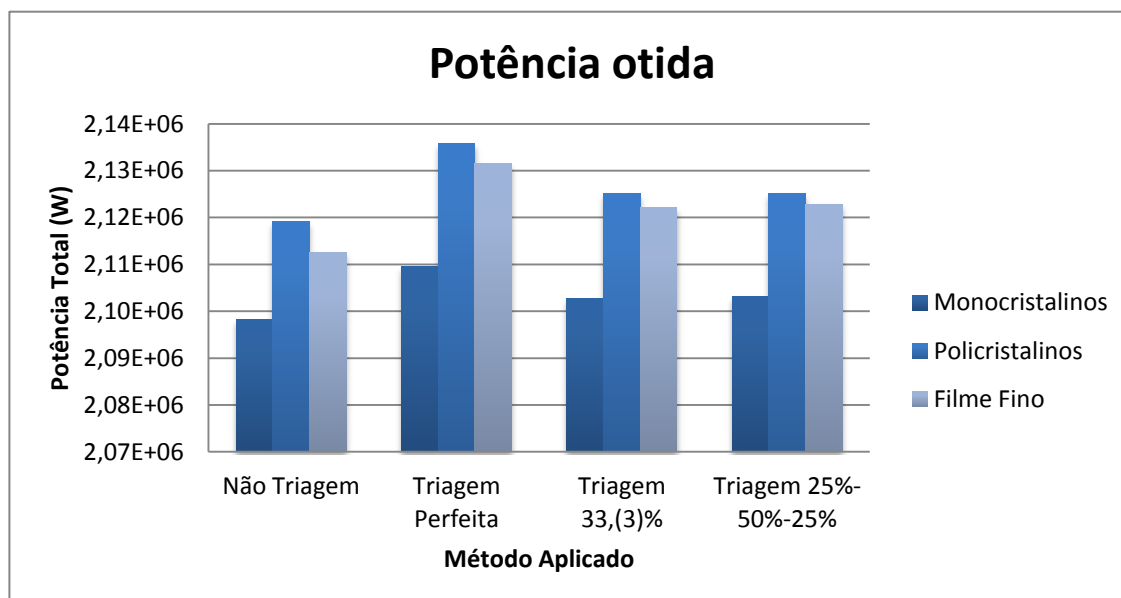


Gráfico 4 - Resultados obtidos para as três tecnologias nos quatro métodos aplicados.

Analisando os diferentes valores obtidos para a potência máxima nos três casos, facilmente se conclui que se obtêm melhores resultados quando é feita a triagem perfeita dos painéis.

No entanto, tal como referido antes, fazer a triagem perfeita numa exploração fotovoltaica de grandes dimensões é algo inviável. Isto porque se a exploração for de grandes dimensões, possuirá um número elevado de módulos, o que dificulta essa triagem perfeita.

Em alternativa, pode-se utilizar a triagem a 33,(3)% ou a triagem a 25%-50%-25%, uma vez que os resultados para estes casos também foram muito satisfatórios. A diferença entre estes dois tipos de triagem não é muito grande, no entanto, verificou-se que para os diferentes tipos de módulos, obteve-se um valor mais elevado da potência máxima para a triagem a 25%-50%-25%.

Entre os três tipos de módulos, foram os de filme fino que demonstraram um melhor resultado quando aplicada a triagem, face à não triagem. De facto, a triagem perfeita neste tipo de módulos permitiu um aumento de quase 1% quando comparada com a potência máxima obtida sem triagem.

Capítulo 7

Conclusão

7.1. Conclusões finais

Após a realização deste trabalho torna-se mais clara a importância das energias renováveis em geral, e da energia fotovoltaica em particular. De facto, a crise energética que atualmente presenciamos necessita de uma alternativa altamente competitiva. Com o evoluir da tecnologia, as energias renováveis poderão responder às nossas necessidades energéticas, tornando-nos mais autónomos.

A excelente exposição solar de que Portugal dispõe assim como outros recursos naturais, como o vento e a água, devem ser aproveitados. O facto de Portugal em 2013 ter conseguido uma produção de energia renovável superior a 50% da energia total produzida, deve servir de motivação para continuar a apostar nas energias renováveis.

Com a realização deste trabalho, verificou-se que são necessários alguns passos prévios ao dimensionamento. É necessário ter em conta vários fatores que poderão influenciar o rendimento das instalações fotovoltaicas, tais como a inclinação ou a orientação dos módulos fotovoltaicos. Por este motivo deve ser sempre feito um estudo que permita entender qual a melhor posição para os módulos de modo a maximizar a potência da instalação.

A elaboração do dimensionamento do parque fotovoltaico permitiu entender os principais passos para conseguir obter uma exploração fotovoltaica de grandes dimensões. Consegue-se perceber como se obtém o número total de módulos necessários para uma exploração, o número de módulos a considerar por fileira, assim como o número de fileiras necessário.

O presente relatório possui os passos essenciais para o dimensionamento de produções fotovoltaicas ligadas à rede. Este dimensionamento foi feito para três tipos de módulos fotovoltaicos, nomeadamente monocristalinos, policristalinos e de filme fino. Este relatório pode assim ser utilizado como manual para realizar dimensionamentos de outras produções fotovoltaicas ligadas à rede.

Relativamente à triagem de módulos fotovoltaicos, verifica-se que este procedimento é útil quando se quer obter uma maximização da potência máxima total do parque. Entre

os diferentes tipos de triagem, verifica-se que é a triagem perfeita que conduz a melhores resultados.

Conclui-se que a triagem perfeita em explorações de grandes dimensões é algo inviável devido ao número de módulos que seria necessário comparar e conjugar.

Em alternativa a este tipo de triagem, verificou-se que outros tipos de triagem podem ser considerados. Neste caso, comparando a triagem a 33,(3)% com a triagem 25%-50%-25%, verifica-se que a partir de ambas se consegue um aumento da potência total. No entanto a triagem a 25%-50%-25% permite obter uma potência máxima total mais elevada.

Embora só tivessem sido considerados dois tipos de triagem, há mais variantes que podem ser adotadas. Uma das opções será variar as percentagens de módulos a adotar em cada grupo. Ou então aumentar o número de grupos a serem considerados para a divisão dos módulos de acordo com a sua corrente.

Avaliando o caso em que se aplica a triagem e o caso em que não se aplica a triagem, as diferenças não são muito grandes do ponto de vista técnico. No entanto, quando é de facto necessário maximizar a potência total do parque, deve-se recorrer a este procedimento. Além disso, esta percentagem de energia que se obtém pela triagem pode representar uma mais-valia do ponto de vista económico, uma vez que permite que a instalação produza mais energia.

7.2. Trabalhos futuros

Um dos trabalhos que poderá ser desenvolvido no futuro passa por um estudo mais aprofundado sobre o comportamento das características elétricas dos módulos a longo prazo. Com esse estudo, será possível determinar taxas de degradação das características iniciais de cada módulo fotovoltaico, tendo em conta a tecnologia de que é feito.

Um outro trabalho que poderá ser desenvolvido passa por efetuar um estudo sobre os efeitos da triagem de módulos fotovoltaicos a longo prazo numa instalação.

As perdas que ocorrem nas instalações fotovoltaicas são outro tema que pode ser explorado. Em particular, as perdas em cabos quando os parques ocupam grandes extensões de área, o que leva a que os cabos possuam um grande comprimento. Métodos para minimizar essas perdas podem ser um trabalho a desenvolver.

Referências

- [1] Gaëtan Masson, Marie Latour, Manoël Reking, Ioannis-Thomas Theologitis, Myrto Papoutsis, “**Global Market Outlook for Fotovoltaics 2013-2017**”, disponível em: http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf, acessado em Outubro de 2013
- [2] IEA PVPS Trends in Photovoltaic Applications - 2013 Edition, disponível em: <http://www.iea-pvps.org>, acessado em Outubro de 2013
- [3] Grätzel, Michael - **Photoelectrochemical cells** - Institute of Photonics and Interfaces, Swiss Federal Institute of Technology - NATURE, VOL 414, (15 NOVEMBER 2001) http://www.cense.iisc.ernet.in/academics/Binder_Inorganic-Organic-References.pdf, acessado em Outubro de 2013
- [4] CCBS Energia Solar Renovavel - **Células Fotovoltaicas** - <http://www.ccbs-energia.pt/celulas-fotovoltaicas>, acessado em Outubro de 2013
- [5] Lucie Petillon, Jean-Charles Herant, Thimotée Leroy - **A Célula Fotovoltaica** - <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Technologie.htm>, acessado em Outubro de 2013
- [6] Explicatorium - **As células fotoelétricas** - <http://www.explicatorium.com/Celulas-fotoelectricas.php>, acessado em Outubro de 2013
- [7] Módulo fotovoltaico monocristalino - <http://www.logismarket.pt/energias-renovaveis-de-portugal-sa/modulo-fotovoltaico-monocristalino/2064443944-993755689-p.html>, acessado em Outubro de 2013
- [8] Cilindro de silício policristalino - <http://wikienergia.com/-edp/images/d/d5/Cilindrosiliciopolicristalino.jpg>, acessado em Outubro de 2013
- [9] Portal Energia - **Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares** - <http://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares/>, acessado em Outubro de 2013

- [10] Solar Terra - Energia Solar Fotovoltaica: Guia Prático, disponível em <http://mbecovilas.files.wordpress.com/2011/06/energia-solar-fotovoltaica.pdf>,
acedido em Outubro de 2013
- [11] Thin-film amorphous silicon photovoltaic module, disponível em <http://www.directindustry.com/prod/duPont-apollo/thin-film-amorphous-silicon-photovoltaic-modules-99483-1180265.html>,
acedido em Outubro de 2013
- [12] Célula Fotovoltaica, disponível em <http://www.profelectro.info/?p=1368>,
acedido em Novembro de 2013
- [13] Filipe Alexandre de Sousa Pereira, Manuel Ângelo Sarmento Oliveira, Publindústria -
“Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica”, Agosto de 2011, ISBN:
978-972-8953-78-2
- [14] Disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio (CIS e CIGS), disponível em http://www.americadosol.org/disseleneto_de_cobre_indio/,
acedido em Novembro de 2013
- [15] Energia Solar Fotovoltaica, disponível em <http://projetolabfisica.zip.net/>,
acedido em Novembro de 2013
- [16] Yngly Solar, disponível em <http://www.yinglisolar.com/br/products/manufacturing/>,
acedido em Novembro de 2013
- [17] Solar Terra, “Energia Solar Fotovoltaica - Guia Prático” disponível em <http://mbecovilas.files.wordpress.com/2011/06/energia-solar-fotovoltaica.pdf>,
acedido em Novembro de 2013
- [18] NT-Solar, “Energia Solar Fotovoltaica”, disponível em <http://www.pucrs.br/cbsolar/energia.php>
<http://www.pucrs.br/cbsolar/energia.php>,
acedido em Novembro de 2013
- [19] Electrónica, Paine Solar Fotovoltaico - Fabrico e composição, disponível em <http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/271/202/>,
acedido em Novembro de 2013
- [20] Equipos SAVOIA de Energia renovable, disponível em <http://www.pandeo.com/cache.asp?IDRes=2954>,
acedido em Novembro de 2013
- [21] CRESESB, Componentes de um sistema fotovoltaico, disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=341>,
acedido em Novembro de 2013

- [22] **Sistemas com painéis Fotovoltaicos - Sistemas ligados à rede**, disponível em <http://www.altogagreen.com/sf/if/pt/solar/sistema.htm>, acessado em Novembro de 2013
- [23] **Energias Renováveis - Energia Solar**, disponível em http://www.eccn.edu.pt/ap/energiaparavida/Energias_Renovaveis.htm, acessado em Novembro de 2013
- [24] **Carneiro, Joaquim - Módulos Fotovoltaicos, Características e Associações, Electromagnetismo B - 2010**, disponível em http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf, acessado em Novembro de 2013
- [25] **Pereira, Osvaldo L. S.; Gonçalves, Filipe F. - Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema tubarão - sc - Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, Nº.1, 1ºSem 2008, pp. 25-45**, disponível em <http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=219>, acessado em Novembro de 2013
- [26] **ENERGIA FOTOVOLTICA manual sobre tecnologias, projeto e instalação**, disponível em http://www.jgduarte.com/download/greenpro_fotovoltaico.pdf, acessado em Novembro de 2013
- [27] **Energia Fotovoltaica**, disponível em http://www.americadosol.org/energia_fotovoltaica/, acessado em Novembro de 2013
- [28] **Energia Solar e o Meio Ambiente**, disponível em http://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/energia_solar/energia_solar_e_o_meio_ambiente.html, acessado em Novembro de 2013
- [29] **Balanco energético da terra, GAVE - Banco de itens**, disponível em <http://bi.gave.min-edu.pt/bi/es/968/3905>, acessado em Novembro de 2013
- [30] **Sun hours for European cities, Sapa-Solar**, Disponível em <http://www.sapa-solar.com/sun-hours-european-city.html>, acessado em Novembro de 2013
- [31] **As Origens**, disponível em <http://sombrasdotempo.org/origens/>, acessado em Novembro de 2013
- [32] **Posición del Sol. Coordenadas Polares - RADIACIÓN SOLAR**, disponível em http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/images/posi_sol.gif, acessado em Novembro de 2013
- [33] **Lucie Petillon, Jean-Charles Herant, Thimotée Leroy - Orientação e inclinação dos módulos**, disponível em <http://e->

- lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/Dimensionnement/EnergieSolRecup/energie_1.htm, acedido em Novembro de 2013
- [34]**Solar Energy News** - Renewable energy technology, disponível em <http://www.renewable-energy-technology.net/solar-energy-news/china-pv-microinverters-boost-solar-output-low-temps-certified-across-west>, acedido em Novembro de 2013
- [35]**Solar Panel Cleaner** - Solar Brite, disponível em <http://winsol.com/solar.htm>, acedido em Novembro de 2013
- [36]**APREN** - Associação de Energias Renováveis, disponível em <http://www.apren.pt/>, acedido em Novembro de 2013
- [37]**Graphically Speaking: Future Global Energy Demand** - energy tomorrow, disponível em <http://energytomorrow.org/blog/2012/january/graphically-speaking-future-global-energy-demand>, acedido em Novembro de 2013
- [38]**A Few Insights Regarding Today's Nuclear Situation** - Financial Sense, disponível em <http://www.financialsense.com/contributors/gail-tverberg/a-few-insights-regarding-todays-nuclear-situation>, acedido em Novembro de 2013
- [39]**Energia em Portugal, Principais números** - Direção Geral de Energia e Geologia, Janeiro de 2013, disponível em <http://www.dgeg.pt/>, acedido em Novembro de 2013
- [40]**Baterias chumbo ácido tipo Opzs**, Tecnologia Longlife Limitada, disponível em http://portuguese.valve-regulatedleadacidbattery.com/china-stand_by_lead_acid_electric_utility_photovoltaic_system_and_ups_opzs_batteries_2v_100ah-325767.html, acedido em Novembro de 2013

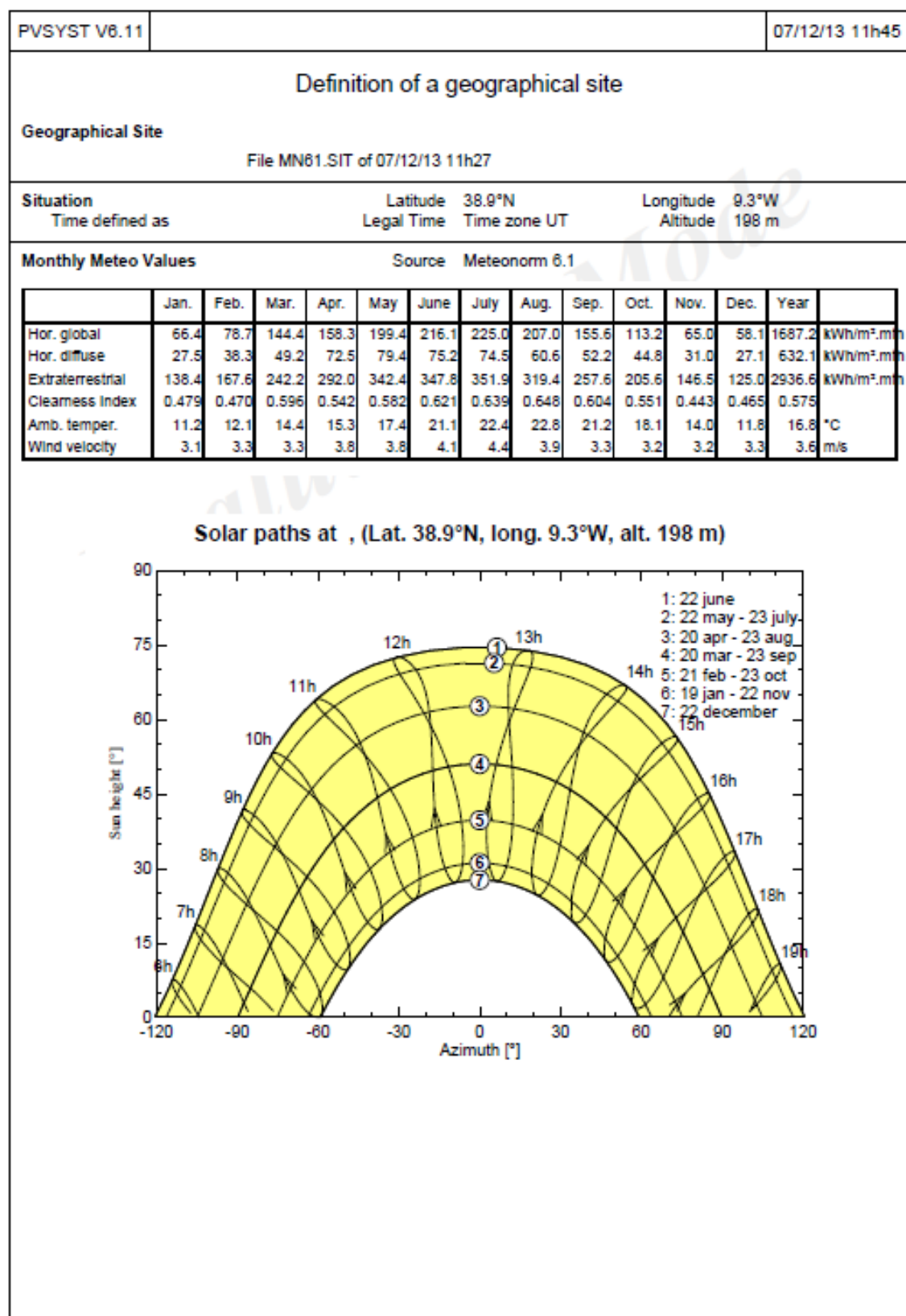
Anexos

Nesta parte serão apresentados alguns resultados obtidos, assim como algumas informações mais completas de alguns componentes utilizados no decorrer do trabalho.

Serão ainda apresentados alguns desenhos obtidos em *Autocad* para representação da instalação, assim como funções criadas em *Matlab* para a triagem.

Anexo A

Folha de dados meteorológicos retirada do PVsyst (Cap. 5)



Anexo B1

Queda de tensão obtida para os cabos de fileiras - Módulos monocristalinos (cap. 5)

Tabela 33 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos das strings (Módulos Monocristalinos).

INV.	Série °	Quadro	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/ Ω mm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
1	1	1.1	2,152	11,19	600,2	56	6	0,024
1	2	1.1	3,565	11,19	600,2	56	6	0,040
1	3	1.1	21,01	11,19	600,2	56	6	0,233
1	4	1.1	22,918	11,19	600,2	56	6	0,254
1	5	1.1	40,376	11,19	600,2	56	6	0,448
1	6	1.1	42,288	11,19	600,2	56	6	0,469
1	7	1.1	59,787	11,19	600,2	56	6	0,663
1	8	1.1	61,728	11,19	600,2	56	6	0,685
1	9	1.1	79,2	11,19	600,2	56	6	0,879
1	10	1.1	81,127	11,19	600,2	56	6	0,900
1	1	1.11	82,127	11,19	600,2	56	6	0,911
1	2	1.11	83,127	11,19	600,2	56	6	0,922
1	3	1.11	84,127	11,19	600,2	56	6	0,934
1	4	1.11	85,127	11,19	600,2	56	6	0,945
1	5	1.11	86,127	11,19	600,2	56	6	0,956
2	1	2.1	2,152	11,19	600,2	56	6	0,024
2	2	2.1	3,565	11,19	600,2	56	6	0,040
2	3	2.1	21,01	11,19	600,2	56	6	0,233
2	4	2.1	22,918	11,19	600,2	56	6	0,254
2	5	2.1	40,376	11,19	600,2	56	6	0,448
2	6	2.1	42,288	11,19	600,2	56	6	0,469
2	7	2.1	59,787	11,19	600,2	56	6	0,663
2	8	2.1	61,728	11,19	600,2	56	6	0,685
2	9	2.1	79,2	11,19	600,2	56	6	0,879
2	10	2.1	81,127	11,19	600,2	56	6	0,900
2	1	2.11	82,127	11,19	600,2	56	6	0,911
2	2	2.11	83,127	11,19	600,2	56	6	0,922
2	3	2.11	84,127	11,19	600,2	56	6	0,934
2	4	2.11	85,127	11,19	600,2	56	6	0,945
2	5	2.11	86,127	11,19	600,2	56	6	0,956
3	1	3.1	2,152	11,19	600,2	56	6	0,024
3	2	3.1	3,565	11,19	600,2	56	6	0,040
3	3	3.1	21,01	11,19	600,2	56	6	0,233
3	4	3.1	22,918	11,19	600,2	56	6	0,254
3	5	3.1	40,376	11,19	600,2	56	6	0,448
3	6	3.1	42,288	11,19	600,2	56	6	0,469
3	7	3.1	59,787	11,19	600,2	56	6	0,663

3	8	3.1	61,728	11,19	600,2	56	6	0,685
3	9	3.1	79,2	11,19	600,2	56	6	0,879
3	10	3.1	81,127	11,19	600,2	56	6	0,900
3	1	3.11	82,127	11,19	600,2	56	6	0,911
3	2	3.11	83,127	11,19	600,2	56	6	0,922
3	3	3.11	84,127	11,19	600,2	56	6	0,934
3	4	3.11	85,127	11,19	600,2	56	6	0,945
3	5	3.11	86,127	11,19	600,2	56	6	0,956
4	1	4.1	2,152	11,19	600,2	56	6	0,024
4	2	4.1	3,565	11,19	600,2	56	6	0,040
4	3	4.1	21,01	11,19	600,2	56	6	0,233
4	4	4.1	22,918	11,19	600,2	56	6	0,254
4	5	4.1	40,376	11,19	600,2	56	6	0,448
4	6	4.1	42,288	11,19	600,2	56	6	0,469
4	7	4.1	59,787	11,19	600,2	56	6	0,663
4	8	4.1	61,728	11,19	600,2	56	6	0,685
4	9	4.1	79,2	11,19	600,2	56	6	0,879
4	10	4.1	81,127	11,19	600,2	56	6	0,900
4	1	4.11	82,127	11,19	600,2	56	6	0,911
4	2	4.11	83,127	11,19	600,2	56	6	0,922
4	3	4.11	84,127	11,19	600,2	56	6	0,934
4	4	4.11	85,127	11,19	600,2	56	6	0,945
4	5	4.11	86,127	11,19	600,2	56	6	0,956

Nota: Na tabela apresentada não se encontram as quedas de tensão para todos os cabos, uma vez que o número de cabos era bastante elevado. Existe um total de 10 quadros com 10 fileiras ligadas a cada um. Os comprimentos dos cabos que ligam a esses 10 quadros à respetiva série são iguais aos do quadro 1, representado na tabela.

Anexo B2

Queda de tensão obtida para os cabos de fileiras - Módulos Policristalinos (cap. 5)

Tabela 34 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos das strings (Módulos Policristalinos).

INV.	Série °	Quadro	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/ Ω mm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
1	1	1.1	2,152	10,60	608	56	6	0,022
1	2	1.1	3,565	10,60	608	56	6	0,037
1	3	1.1	21,01	10,60	608	56	6	0,218
1	4	1.1	22,918	10,60	608	56	6	0,238
1	5	1.1	40,376	10,60	608	56	6	0,419
1	6	1.1	42,288	10,60	608	56	6	0,439
1	7	1.1	59,787	10,60	608	56	6	0,620
1	8	1.1	61,728	10,60	608	56	6	0,640
1	9	1.1	79,2	10,60	608	56	6	0,822
1	10	1.1	81,127	10,60	608	56	6	0,842
1	1	1.11	82,127	10,60	608	56	6	0,852
1	2	1.11	83,127	10,60	608	56	6	0,862
1	3	1.11	84,127	10,60	608	56	6	0,873
1	4	1.11	85,127	10,60	608	56	6	0,883
1	5	1.11	86,127	10,60	608	56	6	0,893
2	1	2.1	2,152	10,60	608	56	6	0,022
2	2	2.1	3,565	10,60	608	56	6	0,037
2	3	2.1	21,01	10,60	608	56	6	0,218
2	4	2.1	22,918	10,60	608	56	6	0,238
2	5	2.1	40,376	10,60	608	56	6	0,419
2	6	2.1	42,288	10,60	608	56	6	0,439
2	7	2.1	59,787	10,60	608	56	6	0,620
2	8	2.1	61,728	10,60	608	56	6	0,640
2	9	2.1	79,2	10,60	608	56	6	0,822
2	10	2.1	81,127	10,60	608	56	6	0,842
2	1	2.11	82,127	10,60	608	56	6	0,852
2	2	2.11	83,127	10,60	608	56	6	0,862
2	3	2.11	84,127	10,60	608	56	6	0,873
2	4	2.11	85,127	10,60	608	56	6	0,883
2	5	2.11	86,127	10,60	608	56	6	0,893
3	1	3.1	2,152	10,60	608	56	6	0,022
3	2	3.1	3,565	10,60	608	56	6	0,037
3	3	3.1	21,01	10,60	608	56	6	0,218
3	4	3.1	22,918	10,60	608	56	6	0,238
3	5	3.1	40,376	10,60	608	56	6	0,419
3	6	3.1	42,288	10,60	608	56	6	0,439
3	7	3.1	59,787	10,60	608	56	6	0,620

3	8	3.1	61,728	10,60	608	56	6	0,640
3	9	3.1	79,2	10,60	608	56	6	0,822
3	10	3.1	81,127	10,60	608	56	6	0,842
3	1	3.11	82,127	10,60	608	56	6	0,852
3	2	3.11	83,127	10,60	608	56	6	0,862
3	3	3.11	84,127	10,60	608	56	6	0,873
3	4	3.11	85,127	10,60	608	56	6	0,883
3	5	3.11	86,127	10,60	608	56	6	0,893
4	1	4.1	2,152	10,60	608	56	6	0,022
4	2	4.1	3,565	10,60	608	56	6	0,037
4	3	4.1	21,01	10,60	608	56	6	0,218
4	4	4.1	22,918	10,60	608	56	6	0,238
4	5	4.1	40,376	10,60	608	56	6	0,419
4	6	4.1	42,288	10,60	608	56	6	0,439
4	7	4.1	59,787	10,60	608	56	6	0,620
4	8	4.1	61,728	10,60	608	56	6	0,640
4	9	4.1	79,2	10,60	608	56	6	0,822
4	10	4.1	81,127	10,60	608	56	6	0,842
4	1	4.11	82,127	10,60	608	56	6	0,852
4	2	4.11	83,127	10,60	608	56	6	0,862
4	3	4.11	84,127	10,60	608	56	6	0,873
4	4	4.11	85,127	10,60	608	56	6	0,883
4	5	4.11	86,127	10,60	608	56	6	0,893

Nota: Na tabela apresentada não se encontram as quedas de tensão para todos os cabos, uma vez que o número de cabos era bastante elevado. Existe um total de 10 quadros com 10 fileiras ligadas a cada um. Os comprimentos dos cabos que ligam a esses 10 quadros à respetiva série são iguais aos do quadro 1, representado na tabela.

Anexo B3

Queda de tensão obtida para os cabos de fileiras - Módulos de Filme Fino (cap. 5)

Tabela 35 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos das strings (Módulos de Filme Fino).

INV.	Série °	Quadro	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/ Ω mm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
1	1	1.1	0,984	2,40	485	56	4	0,004
1	2	1.1	2,31	2,40	485	56	4	0,010
1	3	1.1	6,51	2,40	485	56	4	0,029
1	4	1.1	8,3	2,40	485	56	4	0,037
1	5	1.1	12,49	2,40	485	56	4	0,055
1	6	1.1	14,28	2,40	485	56	4	0,063
1	7	1.1	18,47	2,40	485	56	4	0,082
1	8	1.1	20,26	2,40	485	56	4	0,089
1	9	1.1	24,45	2,40	485	56	4	0,108
1	10	1.1	26,24	2,40	485	56	4	0,116
1	1	1.4	0,984	2,40	485	56	4	0,004
1	2	1.4	2,31	2,40	485	56	4	0,010
1	3	1.4	6,51	2,40	485	56	4	0,029
1	4	1.4	8,3	2,40	485	56	4	0,037
1	5	1.4	12,49	2,40	485	56	4	0,055
1	6	1.4	14,28	2,40	485	56	4	0,063
1	7	1.4	18,47	2,40	485	56	4	0,082
2	1	2.1	0,984	2,40	485	56	4	0,004
2	2	2.1	2,31	2,40	485	56	4	0,010
2	3	2.1	6,51	2,40	485	56	4	0,029
2	4	2.1	8,3	2,40	485	56	4	0,037
2	5	2.1	12,49	2,40	485	56	4	0,055
2	6	2.1	14,28	2,40	485	56	4	0,063
2	7	2.1	18,47	2,40	485	56	4	0,082
2	8	2.1	20,26	2,40	485	56	4	0,089
2	9	2.1	24,45	2,40	485	56	4	0,108
2	10	2.1	26,24	2,40	485	56	4	0,116
2	1	2.41	0,984	2,40	485	56	4	0,004
2	2	2.41	2,31	2,40	485	56	4	0,010
2	3	2.41	6,51	2,40	485	56	4	0,029
2	4	2.41	8,3	2,40	485	56	4	0,037
2	5	2.41	12,49	2,40	485	56	4	0,055
2	6	2.41	14,28	2,40	485	56	4	0,063
3	1	3.1	0,984	2,40	485	56	4	0,004
3	2	3.1	2,31	2,40	485	56	4	0,010
3	3	3.1	6,51	2,40	485	56	4	0,029
3	4	3.1	8,3	2,40	485	56	4	0,037

3	5	3.1	12,49	2,40	485	56	4	0,055
3	6	3.1	14,28	2,40	485	56	4	0,063
3	7	3.1	18,47	2,40	485	56	4	0,082
3	8	3.1	20,26	2,40	485	56	4	0,089
3	9	3.1	24,45	2,40	485	56	4	0,108
3	10	3.1	26,24	2,40	485	56	4	0,116
3	1	3.4	0,984	2,40	485	56	4	0,004
3	2	3.4	2,31	2,40	485	56	4	0,010
3	3	3.4	6,51	2,40	485	56	4	0,029
3	4	3.4	8,3	2,40	485	56	4	0,037
3	5	3.4	12,49	2,40	485	56	4	0,055
3	6	3.4	14,28	2,40	485	56	4	0,063
4	1	4.1	0,984	2,40	485	56	4	0,004
4	2	4.1	2,31	2,40	485	56	4	0,010
4	3	4.1	6,51	2,40	485	56	4	0,029
4	4	4.1	8,3	2,40	485	56	4	0,037
4	5	4.1	12,49	2,40	485	56	4	0,055
4	6	4.1	14,28	2,40	485	56	4	0,063
4	7	4.1	18,47	2,40	485	56	4	0,082
4	8	4.1	20,26	2,40	485	56	4	0,089
4	9	4.1	24,45	2,40	485	56	4	0,108
4	10	4.1	26,24	2,40	485	56	4	0,116
4	1	4.41	0,984	2,40	485	56	4	0,004
4	2	4.41	2,31	2,40	485	56	4	0,010
4	3	4.41	6,51	2,40	485	56	4	0,029
4	4	4.41	8,3	2,40	485	56	4	0,037
4	5	4.41	12,49	2,40	485	56	4	0,055
4	6	4.41	14,28	2,40	485	56	4	0,063

Nota: Na tabela apresentada não se encontram as quedas de tensão para todos os cabos, uma vez que o número de cabos era bastante elevado. Existe um total de 10 quadros com 10 fileiras ligadas a cada um. Os comprimentos dos cabos que ligam a esses 10 quadros à respetiva série são iguais aos do quadro 1, representado na tabela.

Anexo B4

Queda de tensão obtida para os cabos principais DC - Módulos de Filme Fino (cap. 5)

Tabela 36 - Resultados obtidos para as quedas de tensão dos diferentes cabos principais DC para o inversor 1 (Módulos de Filme Fino).

Quadro	INV.	L (m)	I (A)	U (V)	σ (m/ Ω mm ²)	S (mm ²)	ΔV (%)
1.1	1	12,84	27,11	485	56	70	0,366
1.2	1	42,92	27,11	485	56	70	0,122
1.3	1	73	27,11	485	56	70	0,208
1.4	1	103,1	18,98	485	56	70	0,206
1.5	1	16,05	27,11	485	56	70	0,046
1.6	1	46,08	27,11	485	56	70	0,131
1.7	1	76,11	27,11	485	56	70	0,217
1.8	1	106,17	27,11	485	56	70	0,303
1.9	1	23,24	27,11	485	56	70	0,066
1.10	1	53,27	27,11	485	56	70	0,152
1.11	1	83,3	27,11	485	56	70	0,238
1.12	1	113,36	27,11	485	56	70	0,323
1.13	1	30,46	27,11	485	56	70	0,087
1.14	1	60,49	27,11	485	56	70	0,172
1.15	1	90,52	27,11	485	56	70	0,258
1.16	1	120,58	27,11	485	56	70	0,344
1.17	1	37,66	27,11	485	56	70	0,107
1.18	1	67,69	27,11	485	56	70	0,193
1.19	1	97,73	27,11	485	56	70	0,279
1.20	1	127,78	27,11	485	56	70	0,364
1.21	1	44,85	27,11	485	56	70	0,128
1.22	1	78,88	27,11	485	56	70	0,225
1.23	1	104,91	27,11	485	56	70	0,299
1.24	1	134,96	27,11	485	56	70	0,385
1.25	1	6,97	27,11	485	56	70	0,020
1.26	1	37,04	27,11	485	56	70	0,106
1.27	1	67,12	27,11	485	56	70	0,191
1.28	1	97,22	27,11	485	56	70	0,277
1.29	1	10,15	27,11	485	56	70	0,029
1.30	1	40,12	27,11	485	56	70	0,114
1.31	1	70,09	27,11	485	56	70	0,200
1.32	1	100,05	27,11	485	56	70	0,285
1.33	1	17,84	27,11	485	56	70	0,051
1.34	1	47,81	27,11	485	56	70	0,136
1.35	1	77,78	27,11	485	56	70	0,222
1.36	1	107,74	27,11	485	56	70	0,307
1.37	1	25,5	27,11	485	56	70	0,073

1.38	1	55,47	27,11	485	56	70	0,158
1.39	1	85,44	27,11	485	56	70	0,244
1.40	1	115,4	27,11	485	56	70	0,329
1.41	1	33,16	27,11	485	56	70	0,095
1.42	1	63,13	27,11	485	56	70	0,180
1.43	1	93,1	27,11	485	56	70	0,265
1.44	1	123,06	27,11	485	56	70	0,351
1.45	1	52,73	27,11	485	56	70	0,150
1.46	1	82,7	27,11	485	56	70	0,236
1.47	1	134,68	27,11	485	56	70	0,384
1.48	1	164,77	27,11	485	56	70	0,470
1.49	1	194,84	27,11	485	56	70	0,556
1.50	1	224,95	27,11	485	56	70	0,641
1.51	1	139,23	27,11	485	56	70	0,397
1.52	1	169,2	27,11	485	56	70	0,482
1.53	1	199,17	27,11	485	56	70	0,568
1.54	1	229,12	27,11	485	56	70	0,653
1.55	1	146,82	27,11	485	56	70	0,419
1.56	1	176,8	27,11	485	56	70	0,504
1.57	1	206,76	27,11	485	56	70	0,590
1.58	1	236,71	27,11	485	56	70	0,675
1.59	1	154,41	27,11	485	56	70	0,440
1.60	1	184,38	27,11	485	56	70	0,526
1.61	1	214,35	27,11	485	56	70	0,611
1.62	1	244,29	27,11	485	56	70	0,697
1.63	1	162	27,11	485	56	70	0,462
1.64	1	191,97	27,11	485	56	70	0,547
1.65	1	221,94	27,11	485	56	70	0,633
1.66	1	251,89	27,11	485	56	70	0,718

Nota: Na tabela apresentada não se encontram as quedas de tensão para todos os cabos, uma vez que o número de cabos era bastante elevado. Apresentam-se apenas os resultados para os cabos que ligam as caixas de junção ao inversor 1.

Anexo C1

Simulação obtida no PVsyst para os módulos monocristalinos (cap. 5)

PVSYST V6.11					07/12/13	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project : Grid-Connected Project at Sintra (Mono)						
Geographical Site		Sintra		Country	Portugal	
Situation		Latitude	38.9°N	Longitude	9.3°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT	Altitude	198 m	
Meteo data:		Albedo	0.20			
		Sintra	Synthetic - Meteorism 6.1			
Simulation variant : New simulation variant						
			Simulation date	07/12/13 11h56		
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	0°	
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Measured	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		Si-mono	Model	CSUN 250-60M		
			Manufacturer	China Sunergy		
Number of PV modules			In series	20 modules	In parallel	420 strings
Total number of PV modules			Nb. modules	8400	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power			Nominal (STC)	2100 kWp	At operating cond.	1879 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)			U mpp	545 V	I mpp	3448 A
Total area			Module area	13638 m²		
Inverter						
			Model	Sunny Central 500CP XT		
Characteristics			Manufacturer	SMA		
Inverter pack			Operating Voltage	430-850 V	Unit Nom. Power	500 kW AC
			Number of Inverter	4 units	Total Power	2000 kW AC
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	2.7 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05	
User's needs :						
			Unlimited load (grid)			

PVsyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

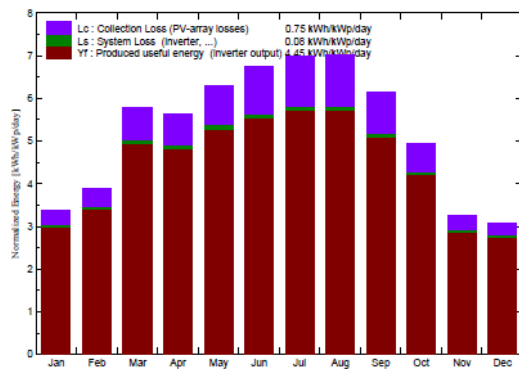
Project : Grid-Connected Project at Sintra (Mono)

Simulation variant : New simulation variant

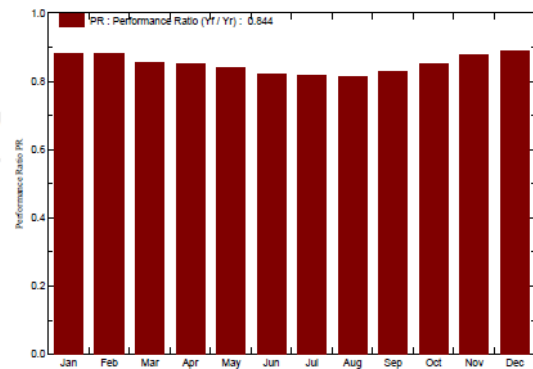
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	CSUN 250-60M	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	8400	Pnom total 2100 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 500CP XT	Pnom 500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 2000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	3410462 kWh/year	Specific prod. 1624 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	84.4 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2100 kWp

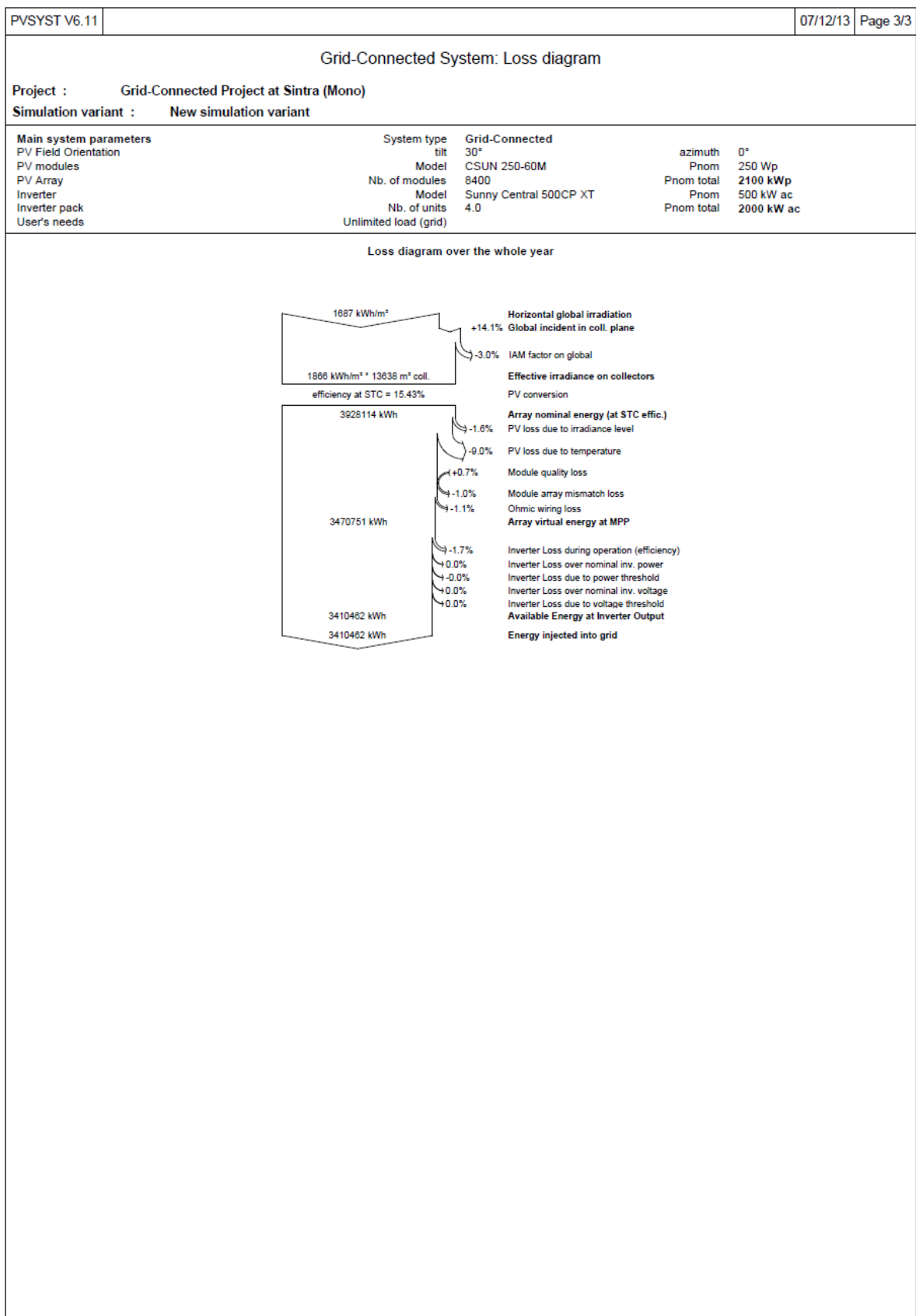


Performance Ratio PR

New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	66.4	11.21	105.1	102.1	198237	194772	13.84	13.59
February	78.7	12.11	108.6	105.4	204124	200701	13.79	13.56
March	144.4	14.41	179.0	174.1	327164	321703	13.40	13.17
April	158.3	15.27	169.3	163.8	308511	303065	13.36	13.12
May	199.4	17.44	195.2	188.3	350577	344377	13.17	12.94
June	216.1	21.11	202.6	195.6	355380	348778	12.86	12.62
July	225.0	22.37	216.6	209.6	378619	371942	12.82	12.59
August	207.0	22.81	217.5	211.1	378300	371785	12.75	12.53
September	155.6	21.24	184.3	179.2	326214	320624	12.98	12.75
October	113.2	18.14	153.2	149.0	278594	274046	13.33	13.12
November	65.0	14.01	98.0	95.1	183360	180106	13.72	13.48
December	58.1	11.81	95.5	92.7	181671	178562	13.95	13.71
Year	1687.2	16.86	1924.8	1866.1	3470751	3410462	13.22	12.99

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area



Anexo C2

Simulação obtida no *PVsyst* para os módulos policristalinos (cap. 5)

PVSYST V6.11

17/12/13

Page 1/3

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : Grid-Connected Project at Sintra (Mono)

Geographical Site

Sintra

Country

Portugal

Situation

Latitude

38.9°N

Longitude

9.3°W

Time defined as

Legal Time

Time zone UT

Altitude

198 m

Albedo

0.20

Meteo data:

Sintra

Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : Policristalinos

Simulation date

17/12/13 16h08

Simulation parameters

Collector Plane Orientation

Tilt

30°

Azimuth

0°

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Measured

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

PV Array Characteristics

PV module

Si-poly

Model

JKMS 250P-60

Manufacturer

Jinkosolar

In series

20 modules

Nb. modules

8400

Nominal (STC)

2100 kWp

U mpp

535 V

Module area

13605 m²

In parallel

420 strings

Unit Nom. Power

250 Wp

At operating cond.

1858 kWp (50°C)

I mpp

3475 A

Cell area

12265 m²

Number of PV modules

8400

Total number of PV modules

20

Array global power

2100 kWp

Array operating characteristics (50°C)

535 V

Total area

13605 m²

Inverter

Model

Sunny Central 500CP XT

Manufacturer

SMA

Operating Voltage

430-850 V

Number of Inverter

4 units

Unit Nom. Power

500 kW AC

Total Power

2000 kW AC

Characteristics

430-850 V

Inverter pack

4 units

PV Array loss factors

Thermal Loss factor

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss

Global array res.

2.6 mOhm

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

1.5 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction

1.0 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization

IAM =

1 - bo (1/cos i - 1)

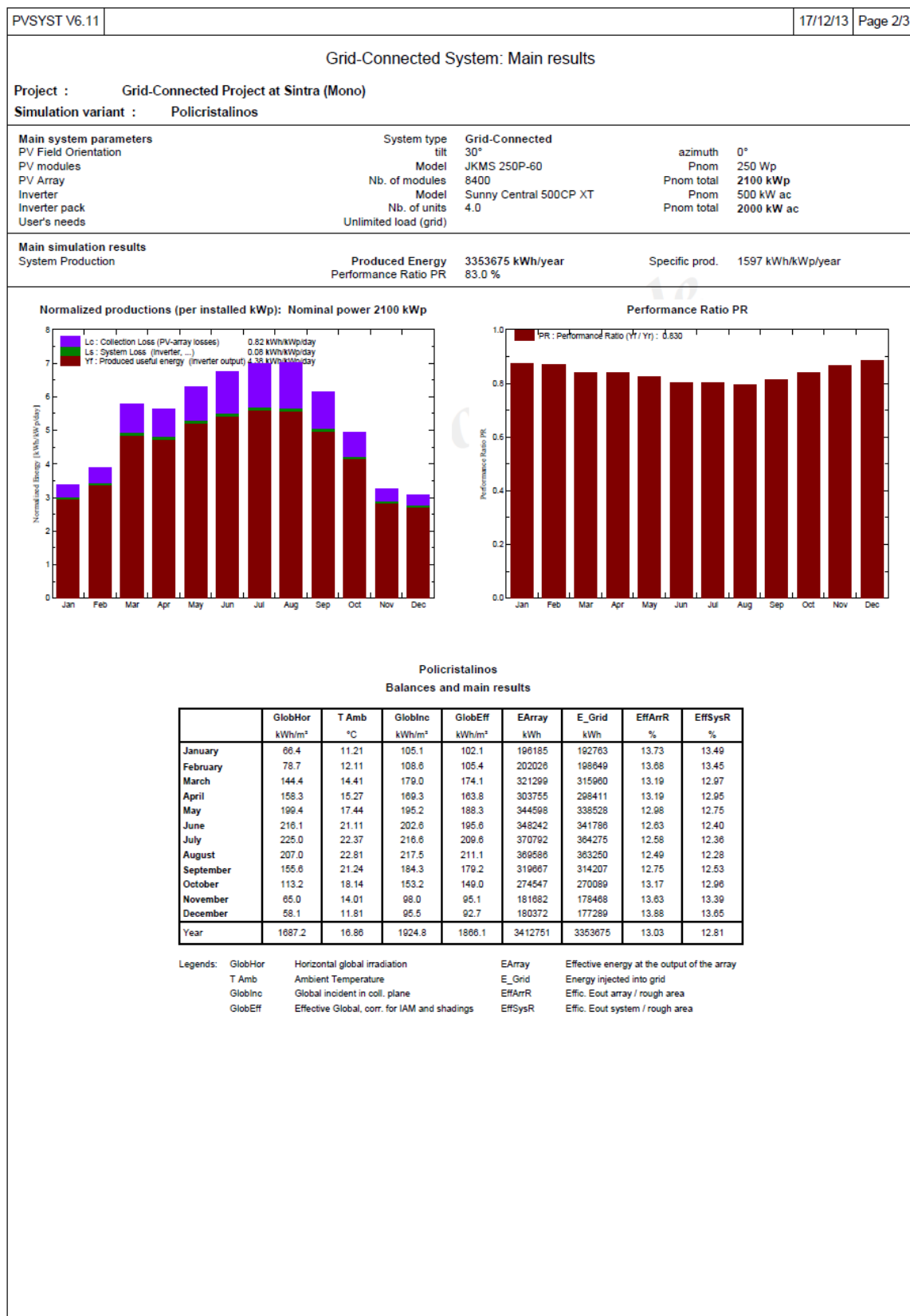
bo Param.

0.05

User's needs :

Unlimited load (grid)

Pvsyst Evaluation mode



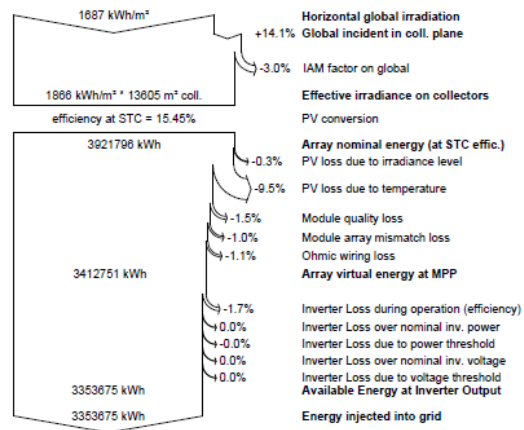
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Sintra (Mono)

Simulation variant : Policristalinos

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKMS 250P-60	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	8400	Pnom total	2100 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 500CP XT	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	2000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

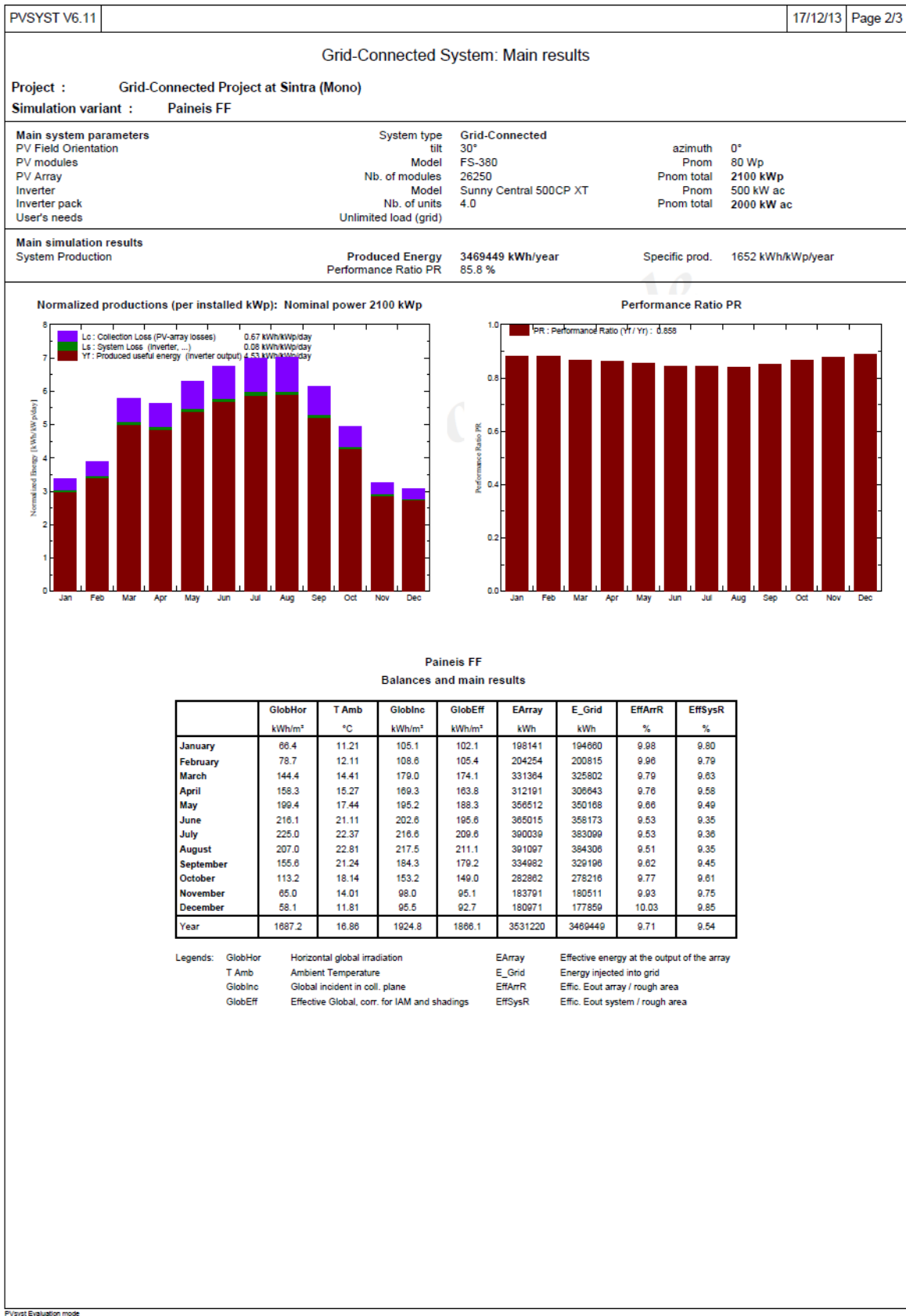


Anexo C3

Simulação obtida no *PVsyst* para os módulos de filme fino (cap. 5)

PVSYST V6.11				17/12/13	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Grid-Connected Project at Sintra (Mono)					
Geographical Site		Sintra		Country	Portugal
Situation		Latitude	38.9°N	Longitude	9.3°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT	Altitude	198 m
Meteo data:		Albedo	0.20		
		Sintra	Synthetic - Meteororm 6.1		
Simulation variant : Paineis FF					
		Simulation date	09/12/13 15h54		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Measured
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		CdTe	Model FS-380		
		Manufacturer	First Solar		
Number of PV modules		In series	10 modules	In parallel	2625 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	26250	Unit Nom. Power	80 Wp
Array global power		Nominal (STC)	2100 kWp	At operating cond.	1978 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	445 V	I mpp	4442 A
Total area		Module area	18900 m²	Cell area	15442 m²
Inverter					
		Model	Sunny Central 500CP XT		
Characteristics		Manufacturer	SMA		
Inverter pack		Operating Voltage	430-850 V	Unit Nom. Power	500 kW AC
		Number of Inverter	4 units	Total Power	2000 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	1.6 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	2.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	0.8 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

Pvsyst Evaluation mode



PVSyst Evaluation mode

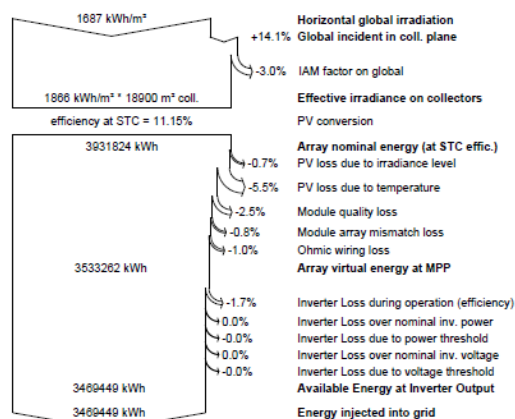
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Sintra (Mono)

Simulation variant : Paineis FF

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	FS-380	Pnom	80 Wp
PV Array	Nb. of modules	26250	Pnom total	2100 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 500CP XT	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	2000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Anexo D1

Função *organiza* obtida em *Matlab* para a Não Triagem (cap. 6)

```

function y = organiza(x,nt,ns) % Recebe a matriz com as caraterísticas
                                % elétricas, o número total de módulos
                                % e o número de módulos por fileira.

i=0;
j=0;
e=0;
k=0;
l=0;
r=0;

while j<nt || k<nt
    while i<ns % Organiza os módulos em
        s(i+1,:)=x(j+1,:); % fileiras de 'ns' elementos.
        i=i+1;
        j=j+1;
    end

    mn=min(s(:,5)); % Obtém o mínimo da corrente
                    % entre os módulos da fileira.

    while e<ns % Iguala a corrente do módulo
        s(e+1,5)=mn; % ao mínimo da corrente em cada fileira.
        e=e+1;
    end

    while r<ns % Obtém a potência multiplicando
        s(r+1,1)=s(r+1,4)*s(r+1,5); % a nova corrente pela tensão.
        r=r+1;
    end

    while l<ns % Forma um vetor final com
        t(k+1,:)=s(l+1,:); % os módulos organizados por fileiras.
        l=l+1;
        k=k+1;
    end

    s=[];
    i=0;
    e=0;
    l=0;
    r=0;

end
y=t;

end

```

Anexo D2

Função *organiza* obtida em *Matlab* para a Triagem Perfeita (cap. 6)

```

function y = organiza(x,nt,ns) % Recebe a matriz com as características
                                % elétricas, o número total de módulos
                                % e o número de módulos por fileira.

i=0;
j=0;
e=0;
k=0;
l=0;
r=0;
w=-sortrows(-x,5);              % Ordena toda a matriz por
                                % ordem decrescente de corrente.

while j<nt || k<nt
    while i<ns
        s(i+1,:)=w(j+1,:);      % Organiza os módulos em
        i=i+1;                  % fileiras de 'ns' elementos.
        j=j+1;
    end
    mn=min(s(:,5));              % Obtém o mínimo da corrente
                                % entre os módulos da fileira.

    while e<ns                   % Iguala a corrente do módulo
        s(e+1,5)=mn;            % ao mínimo da corrente em cada fileira.
        e=e+1;
    end

    while r<ns                   % Obtém a potência multiplicando
        s(r+1,1)=s(r+1,4)*s(r+1,5); % a nova corrente pela tensão.
        r=r+1;
    end

    while l<ns                   % Forma um vetor final com
        t(k+1,:)=s(l+1,:);      % os módulos organizados por fileiras.
        l=l+1;
        k=k+1;
    end

    s=[];
    i=0;
    e=0;
    l=0;
    r=0;
end
y=t;

end

```


Anexo D3

Função *organiza* obtida em *Matlab* para a Triagem 33,(3)% e para a Triagem 25%-50%-25% (cap. 6)

```
function y = organiza(x,nt,ns) %Recebe a matriz com as características
                                % elétricas, o número total de módulos
                                % e o número de módulos por fileira.

j=0;
k=0;
c1=0;
c2=1;
c3=1;
i=0;
e=0;
l=0;
r=0;

mn1=8.289445;      % Estabelece os limites superiores e
mn2=8.495543;      % inferiores para cada classe.
mn3=8.245778;
mn4=8.108146;

pr=[];
sg=[];
tr=[];

while j<nt

    if (x(j+1,5)>=mn1 && x(j+1,5)<=mn2) % Compara os valores da
        pr(c1+1,:)=x(j+1,:);           % corrente com os limites
        c1=c1+1;                       % e forma a 1ª Classe.

    elseif (x(j+1,5)>=mn3 && x(j+1,5)<mn1) % Compara os valores da
        sg(c2,:)=x(j+1,:);             % corrente com os limites
        c2=c2+1;                       % e forma a 2ª Classe.

    elseif (x(j+1,5)>=mn4 && x(j+1,5)<mn3) % Compara os valores da
        tr(c3,:)=x(j+1,:);             % corrente com os limites
        c3=c3+1;                       % e forma a 3ª Classe.

    end

    j=j+1;

end

t=[pr; sg; tr];      % Agrupa as matrizes obtidas
j=0;                 % para as classes numa só matriz.

while k<nt

    while i<ns      % Organiza os módulos em
        s(i+1,:)=t(j+1,:); % fileiras de 'ns' elementos.
        i=i+1;
        j=j+1;
    end

    mn=min(s(:,5)); % Obtém o mínimo da corrente
                    % entre os módulos da fileira.

    while e<ns      % Iguala a corrente do módulo
        s(e+1,5)=mn; % ao mínimo da corrente em cada fileira.
        e=e+1;
    end

    while r<ns      % Obtém a potência multiplicando
        s(r+1,1)=s(r+1,4)*s(r+1,5); % a nova corrente pela tensão.
        r=r+1;
    end
end
```

```

        r=r+1;
    end

    while l<ns                                % Forma uma matriz final com
        t(k+1,:)=s(l+1,:);                    % os módulos organizados por fileiras.
        l=l+1;
        k=k+1;
    end

    s=[];
    i=0;
    e=0;
    l=0;
    r=0;
    y=t;
end

```

Nota 1: A função representada possui os limites superiores e inferiores para os módulos monocristalinos.

Nota 2: Para a Triagem a 33,(3)% e para a Triagem 25% - 50% - 25% utiliza-se a mesma função, alterando apenas os limites.

Anexo D4

Função *soma* obtida em *Matlab* (cap. 6)

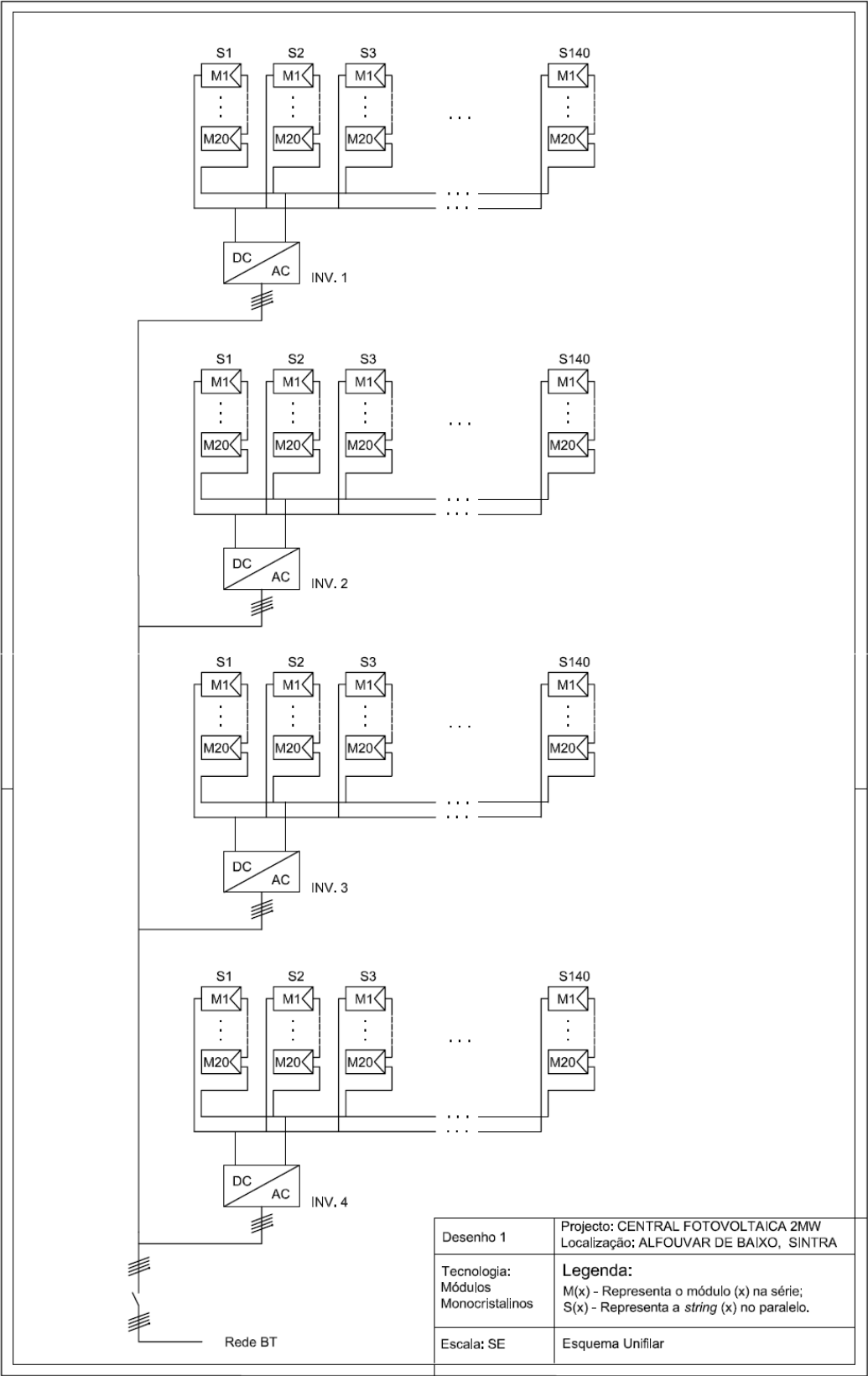
```
function t = soma(y,nt,ns) %Recebe a matriz resultante da
                           % Função organiza e soma as novas
                           % potências tendo em conta a nova corrente.
j=0;
i=0;
s=0;
e=0;

while j<nt
    while i<ns
        s=s+sum(y(j+1,1)); % Soma a potência por fileira.
        j=j+1;
        i=i+1;
    end

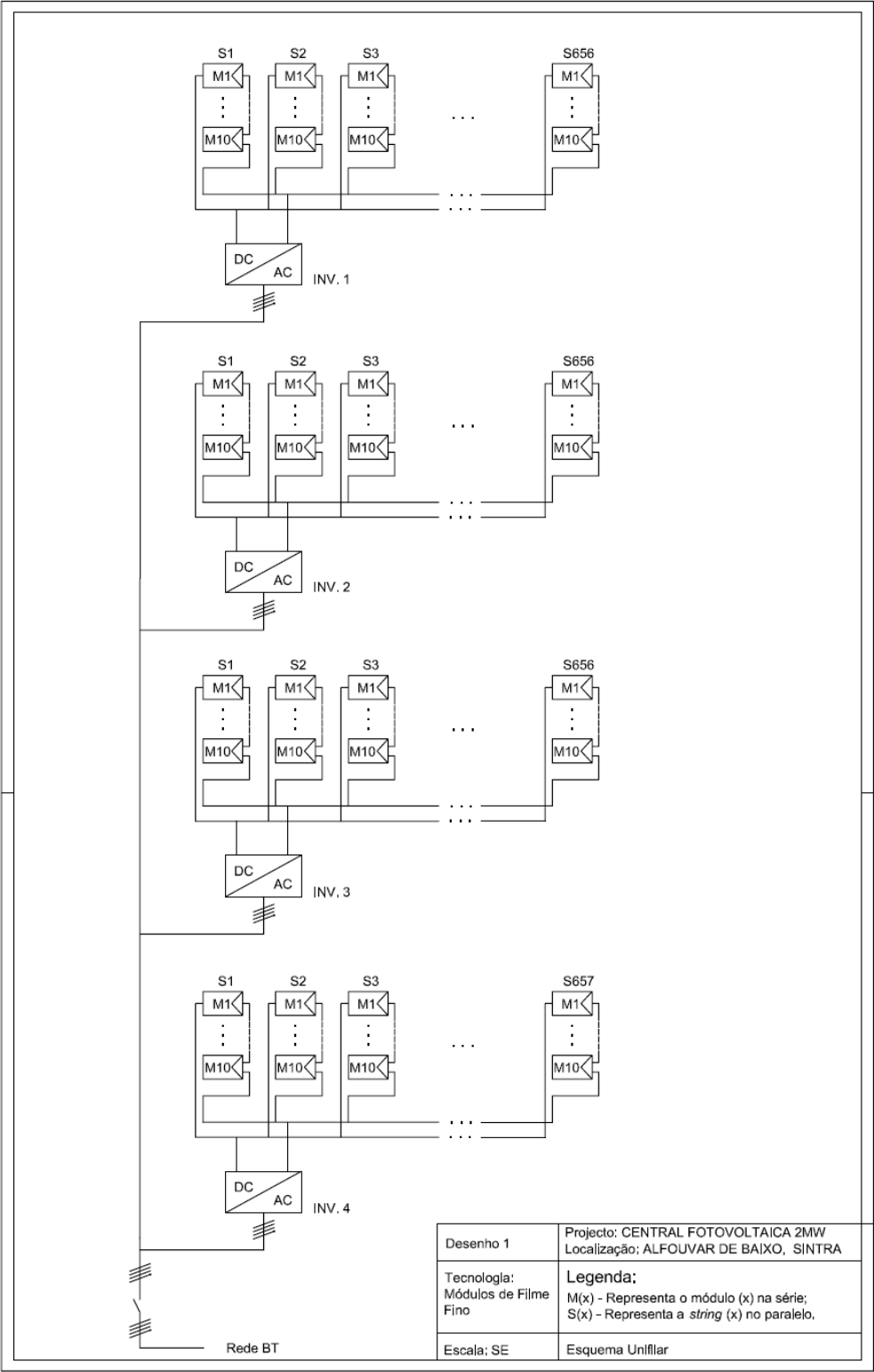
    h(1,(e+1))=s;
    e=e+1;

    i=0;
    s=0;
end
t=sum(h) % Soma todas as potências de todas
end      % as fileiras e obtém a potência total.
```

Anexo E1
Esquema unifilar do parque para os módulos monocristalinos e policristalinos (cap. 5)

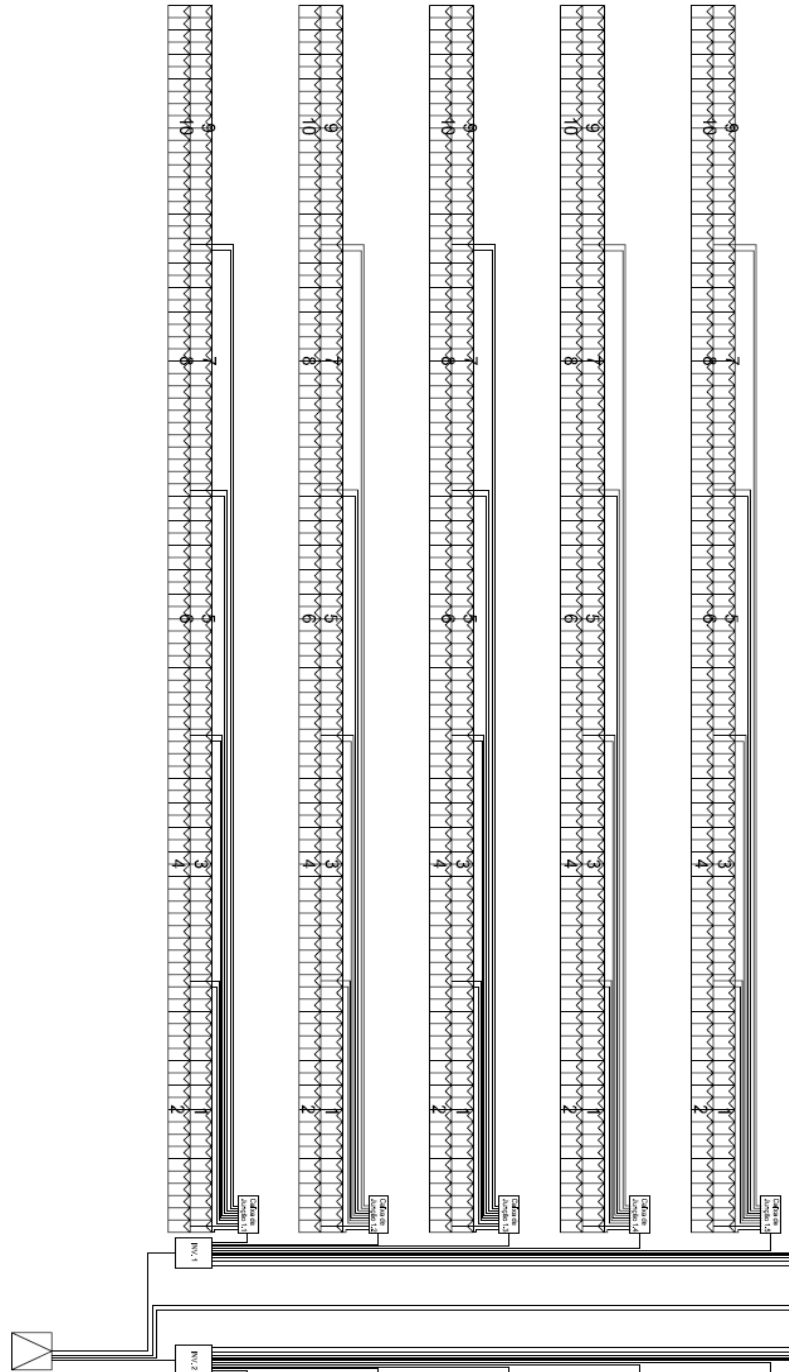


Anexo E2
Esquema unifilar do parque para os módulos de Filme Fino
(cap. 5)

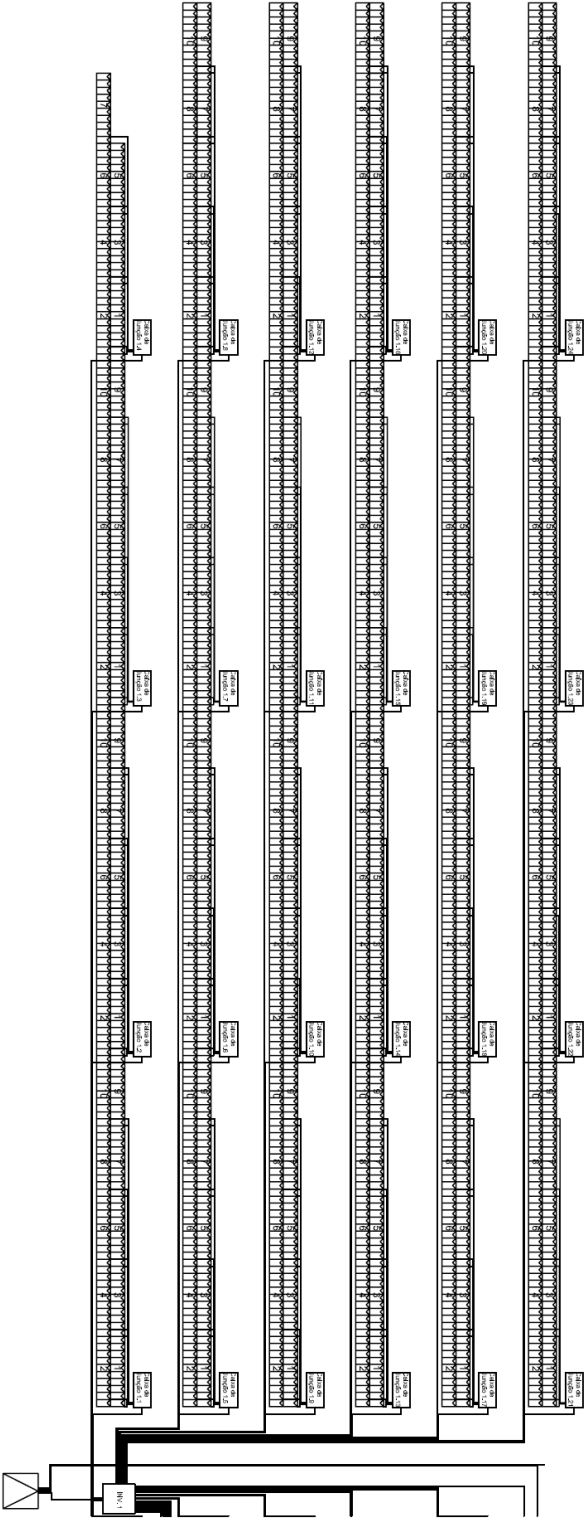


Anexo E3

Pormenor das Caixas de Junção dos módulos monocristalinos e Policristalinos (cap. 5)



Anexo E4
Pormenor das Caixas de Junção dos módulos de Filme Fino
(cap. 5)



Anexo F1

Datasheet dos módulos monocristalinos (cap. 5)

Mono

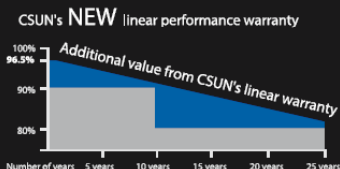


**Powerguard insurance
global coverage**

Within the first year, the output power shall not be less than 96.5% of the minimum output power in CSUN's product datasheet, thereafter the loss of output power shall not exceed 0.68% per year, ending with 80.18% in the 25th year.

■ CSUN ■ Standard warranty

CSUN's NEW linear performance warranty



Number of years 5 years 10 years 15 years 20 years 25 years









All rights reserved by CSUN
Version 7/2013-ENG





CSUN250-60M

Standard Solar Product

CSUN250-60M

CSUN245-60M

CSUN240-60M

CSUN235-60M

15.40%
Module efficiency

250 W
Highest power output

10 years
Material & workmanship warranty

25 years
Linear power output warranty

-  Industry leading conversion efficiency
-  Positive tolerance offer
-  Passed salt mist corrosion and ammonia corrosion testing
-  Certified to withstand wind (2400 Pa) and snow load (5400 Pa)
-  Excellent performance under weak light conditions
-  Good temperature coefficient performance enables better output in the tropical zone

- China Sunergy (Nanjing) Co., Ltd. (NASDAQ: CSUN), established in 2004, is a hi-tech corporation with its core business in R&D, manufacturing, and sale of high efficiency silicon based solar cells and modules.
- As one of the leading PV enterprises in the world, CSUN has delivered more than 1GW solar products, to residential, commercial, utility and off-grid projects all around the world.
- Through strict selection of raw materials, stringent quality control and rigorous test in state of the art facilities in Nanjing and Shanghai, CSUN has always committed to higher efficiency, more stable and better cost performance products.

* Note: All specifications, warranties, certifications about module of "CSUN" series also apply to that of "SST".



All information and data are subject to change without notice.

www.csun-solar.com

Electrical characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Module type	CSUN 250-60M	CSUN 245-60M	CSUN 240-60M	CSUN 235-60M
Maximum Power - P _{mp} (W)	250	245	240	235
Positive power tolerance	0~3%			
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	37.3	37.2	37.0	36.9
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	8.78	8.69	8.62	8.54
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	30.1	30.0	29.8	29.6
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	8.31	8.17	8.06	7.94
Practical module efficiency	17.44%	17.09%	16.74%	16.39%
Module efficiency	15.40%	15.09%	14.78%	14.47%

Electrical data relates to standard test conditions (STC) : irradiance 1000 W/m² ; AM 1.5 ; cell temperature 25°C measuring uncertainty of power is within ±3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2 and UL 1703

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module type	CSUN 250-60M	CSUN 245-60M	CSUN 240-60M	CSUN 235-60M
Maximum Power - P _{mp} (W)	184	181	178	174
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	27.8	27.7	27.4	27.0
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	6.62	6.53	6.50	6.44
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	34.4	34.3	34.2	34.1
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	7.08	7.01	6.95	6.88

Electrical data relates to normal operating cell temperature (NOCT): irradiance 800 W/m² ; wind speed 1 m/s ; cell temperature 45°C; ambient temperature 20°C measuring uncertainty of power is within ±3%

Temperature Characteristics

Voltage Temperature Coefficient	-0.307%/K
Current Temperature Coefficient	+0.039%/K
Power Temperature Coefficient	-0.423%/K

Maximum Ratings

Maximum system voltage (V)	1000
Series fuse rating (A)	20

Mechanical Characteristics

Dimensions	1640 × 990 × 35/40 mm (L × W × H)
Weight	18.3/19.1 kg
Frame	Anodized aluminum profile
Front glass	White toughened safety glass, 3.2 mm
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Sheet	composite film
Cells	6 × 10 pieces monocrystalline solar cells series strings (156 mm × 156 mm)
Junction Box	With 6 bypass diodes, rated current ≥ 12A, IP ≥ 65, TUV&UL
Cable	Length 900 mm, 1 × 4 mm ²

Packaging

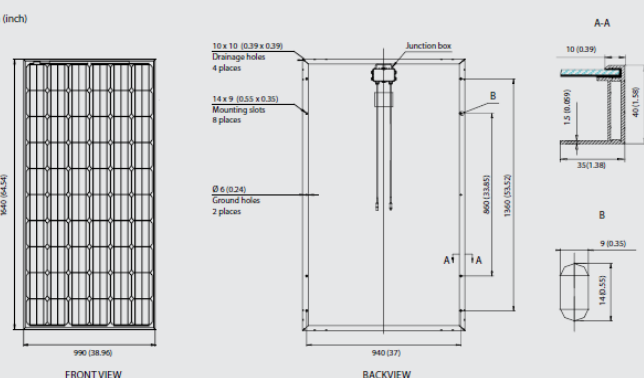
Dimensions (L × W × H)	1690 × 1120 × 112 mm
Container 20'	300
Container 20'HC	324
Container 40'	700
Container 40'HC	756

System Design

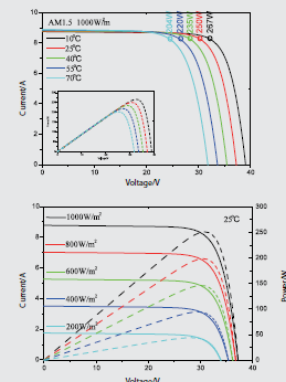
Temperature range	-40 °C to +85 °C
Hail	maximum diameter of 25 mm with impact speed of 23 m/s (51.2 mph)
Maximum surface load capacity	5400 Pa

Dimensions

Note: mm (inch)



IV-Curves



Anexo F2

Datasheet dos módulos policristalinos (Cap. 5)

www.jinkosolar.com

Jinko^{Solar}



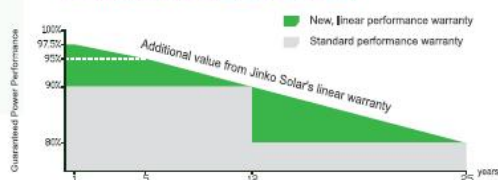
KEY FEATURES

-  High module conversion efficiency (up to 16.05%) through superior manufacturing technology and optimized design
-  Entire module certified to withstand high wind loads (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal)
-  Low nominal operating cell temperature (NOCT) delivers higher power and performance over time
-  Thinner and lighter for use with advanced installation methods (engineered clamping)

QUALITY & SAFETY

- Positive power tolerance of 0/+3% *
- 10 year warranty on material & workmanship *
- Industry leading power output warranty (12 years/90%, 25 years/80%)
- Premium linear performance warranty *

Premium Performance Warranty



* Based on customer requirements and contract terms

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
IEC61215, IEC61730 certified products

APPLICATIONS



On-grid residential
roof-tops



On-grid commercial/
Industrial roof-tops

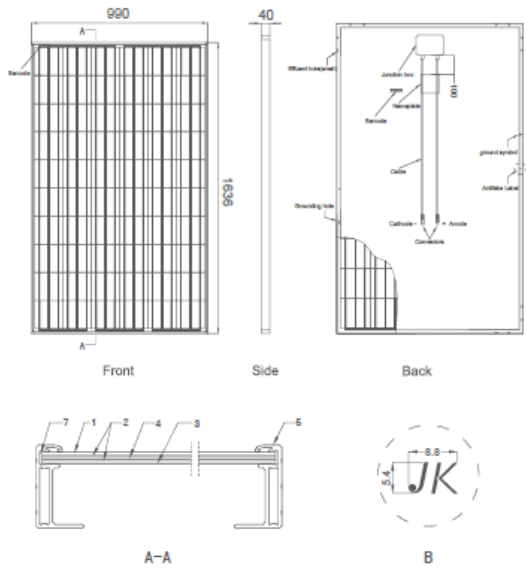


Solar power plants



Off-grid systems

Engineering Drawings

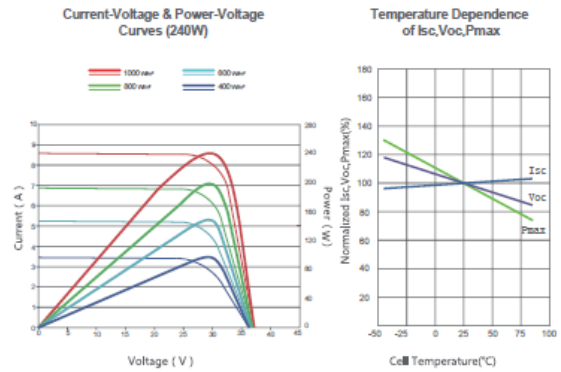


Packaging Configuration

(Upper pallet + Bottom pallet = Integrated pallet)

25pcs/upper pallet, 25pcs/bottom pallet, 700 pcs/40'HQ

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156 mm (6 inch)
No. of Cells	60 (6×10)
Dimensions	1636×990×40mm (64.41×38.98×1.58 inch)
Weight	18.0kg (39.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², Length: 900mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKMS240P		JKMS246P		JKMS250P		JKMS255P		JKMS260P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	240Wp	176Wp	245Wp	179Wp	250Wp	183Wp	255Wp	187Wp	260Wp	191Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.0V	27.3V	30.2V	27.5V	30.4V	27.7V	30.6V	27.9V	30.7V	28.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.01A	6.45A	8.12A	6.51A	8.23A	6.61A	8.34A	6.70A	8.47A	6.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.2V	34.1V	37.4V	34.3V	37.6V	34.5V	37.7V	34.6V	37.8V	34.7V
Short-circuit Current (Isc)	8.56A	6.89A	8.69A	7.01A	8.81A	7.10A	8.95A	7.21A	9.11A	7.34A
Module Efficiency STC (%)	14.82%		15.13%		15.44%		15.74%		16.05%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	15A									
Power Tolerance	±3% / 0~+3% (Based on customer requirements and contract terms)									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.43%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.32%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Module Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Module Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKMS-260P_v2.0_rev2012

Anexo F3

Datasheet dos módulos de Filme Fino (Cap. 5)



First Solar® FS Series 3™ PV Module

MECHANICAL DESCRIPTION	
Length	1200mm
Width	600mm
Weight	12kg
Thickness	6.8mm
Area	0.72m ²
Leadwire	4.0mm ² , 610mm
Connectors	MC4 type connector
Bypass Diode	None
Cell Type	CdS/CdTe semiconductor, 154 active cells
Frame Material	None
Cover Type	3.2mm heat strengthened front glass laminated to 3.2mm tempered back glass
Encapsulation	Laminate material with edge seal

Contact Info:

First Solar (Europe)
Tel: +800 3737 3737
info@firstsolar.de

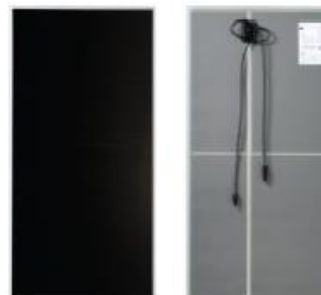
First Solar (US)
Tel: 877 830 3737
info@firstsolar.com

First Solar® FS Series 3™ PV Modules represent the latest advancements in thin film solar module technology. The Series 3 modules are IEC 61646 and IEC 61730 certified for use in systems up to 1000 VDC, and meet the requirements of Safety Class II. First Solar provides cost effective thin film module solutions to leading solar project developers and system integrators for large scale, grid-connected solar power plants. First Solar Global Technical Service provides technical support and comprehensive product documentation to support the design, installation, and long term operations of high performance PV systems

High Performance PV System Solutions

Key Features:

- Produces high energy output across a wide range of climatic conditions with excellent temperature response coefficient
- Proven to perform as predicted with a high Performance Ratio (PR)
- Frameless laminate is robust, cost-effective and recyclable, and does not require module grounding
- Manufactured in highly automated, state-of-the-art facilities certified to ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004 quality and environmental management standards



Warranty:

- Material and workmanship warranty for ten (10) years and a power output warranty of 90% of the nominal output power rating ($P_{MPp} \pm 5\%$) during the first ten (10) years and 80% during twenty-five (25) years subject to the warranty terms and conditions.
- Modules are life cycle managed with a collection and recycling program, providing module owners with no cost, prefunded, end-of-life take back, and recycling of the modules.

For applications in North America please refer to the NA datasheet (PD-S-401-03 NA).



www.firstsolar.com

PD-S-401-03 JAN 2012

Electrical Specifications

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT STC ¹ *					
Nominal Values		FS-380	FS-382	FS-385	FS-387 FS-390
Nominal Power(+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	80.0	82.5	85.0	87.5 90.0
Voltage at P_{MAX}	$V_{MPP}(V)$	48.5	48.3	48.5	49.2 49.2
Current at P_{MAX}	$I_{MPP}(A)$	1.65	1.71	1.76	1.78 1.83
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	60.8	60.8	61.0	61.0 61.0
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.88	1.94	1.98	1.98 2.04
Maximum System Voltage	$V_{MS}(V)$			1000	
Limiting Reverse Current	$I_R(A)$			3.5	
Maximum Series Fuse	$I_{CF}(A)$			3.5	

TEMPERATURE CHARACTERISTICS		
Nominal Values		
Temperature Coefficient of P_{MPP}	$T_K(P_{MPP})$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC} , high temp (>25°C)	$T_K(V_{OC}, \text{high temp})$	-0.27%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC} , low temp (-40°C to +25°C)	$T_K(V_{OC}, \text{low temp})$	-0.20%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	$T_K(I_{SC})$	+0.04%/°C

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m ² , NOCT ² 45°C, AM 1.5*					
Nominal Values		FS-380	FS-382	FS-385	FS-387 FS-390
Nominal Power(+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	60.0	61.9	63.8	65.6 67.5
Voltage at P_{MAX}	$V_{MPP}(V)$	45.5	45.3	45.5	46.2 46.2
Current at P_{MAX}	$I_{MPP}(A)$	1.32	1.37	1.41	1.42 1.46
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	56.5	56.5	56.7	56.7 56.7
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.54	1.59	1.62	1.62 1.67

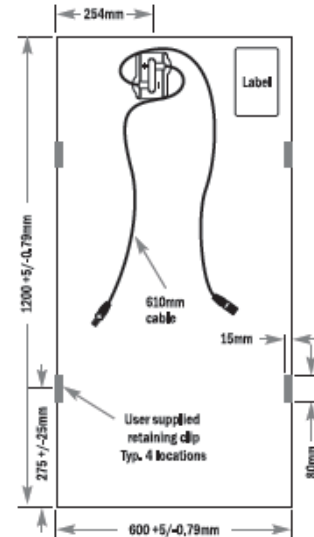
Reliability and Safety

Tested by leading international institutes and certified for reliability and safety.

- Certified to IEC 61646
- Certified to IEC 61730
- Certified to IEC 61701
- Salt Mist Corrosion Test
- CE Marking
- Safety Class II @ 1000 V
- MCS Certification



Mechanical Drawing



*All ratings +/-10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.

¹Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C

²Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.

About First Solar

First Solar is a leading manufacturer of photovoltaic (PV) solar modules, and a premier provider of solar solutions. By continually driving down manufacturing costs, First Solar is delivering an economically and environmentally viable alternative to peaking fossil-fuel generation. From raw material sourcing through end-of-life collection and recycling, First Solar is focused on creating value-driven renewable energy solutions that protect and enhance the environment.



The First Solar logo, First Solar®, and all products denoted with * are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.
FS Series 3 PV Module PD-5-401-03 JAN 2012 | © Copyright 2012, First Solar, Inc.

www.firstsolar.com

Anexo G

Datasheet do inversor utilizado (cap. 5)

Technical data	Sunny Central 500CP XT	Sunny Central 630CP XT	Sunny Central 720CP XT
Input (DC)			
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	560 kW	713 kW	808 kW
Max. input voltage ¹	1000 V / 1100 V optional	1000 V / 1100 V optional	1000 V / 1100 V optional
Minimum input voltage / $U_{MPP, min}$ at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	429 V / 430 V	498 V / 500 V	485 V / 485 V
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 50 Hz)	449 V - 850 V / 430 V - 850 V ²	529 V - 850 V / 500 V - 850 V ²	577 V - 850 V / 525 V - 850 V ^{2,3}
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 60 Hz)	449 V - 850 V / 436 V - 850 V ²	529 V - 850 V / 505 V - 850 V ²	577 V - 850 V / 525 V - 850 V ^{2,3}
Rated input voltage	480 V	550 V	565 V
Max. input current	1250 A	1350 A	1400 A
Number of independent MPP inputs	1	1	1
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotect)	9 / 32 (Optiprotect)	9 / 32 (Optiprotect)
Output (AC)			
Rated power (@ 25 °C) / nominal AC power (@ 50 °C)	550 kVA / 500 kVA	700 kVA / 630 kVA	792 kVA / 720 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	270 V / 243 V - 297 V	315 V / 284 V - 347 V	324 V / 292 V - 356 V ³
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz
Rated frequency / rated grid voltage	50 Hz / 270 V	50 Hz / 315 V	50 Hz / 324 V
Max. output current	1176 A	1283 A	1411 A
Max. THD	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Power factor at rated power / adjustable shift factor		1 / 0.9 leading ... 0.9 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3	3 / 3
Efficiency⁷			
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6 % / 98.4 % / 98.5 %	98.7 % / 98.5 % / 98.5 %	98.6 % / 98.4 % / 98.5 %
Protective devices			
Input-side disconnection device	Motor-driven switch-disconnector / circuit breaker (Optiprotect)		
Output-side disconnection device	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Type I surge arrester		
Lightning protection	Lightning protection level III	Lightning protection level III	Lightning protection level III
Grid monitoring	●	●	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○	○ / ○	○ / ○
Insulation monitoring	○	○	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●	●	●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III
General data			
Dimensions (W / H / D)	2743 / 2514 / 1092 mm (108 / 99 / 43 inch)		
Weight	1934 kg / 4262 lb	1934 kg / 4262 lb	1934 kg / 4262 lb
Operating temperature range	-25 °C ... +62 °C / -13 °F ... +144 °F	-25 °C ... +62 °C / -13 °F ... +144 °F	-25 °C ... +62 °C / -13 °F ... +144 °F
Noise emission ⁵	60 dB(A)	60 dB(A)	60 dB(A)
Max. self-consumption (operation) / self-consumption (night)	1700 W ⁴ / < 100 W	1700 W ⁴ / < 100 W	1700 W ⁴ / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3/N/PE)	230 / 400 V (3/N/PE)	230 / 400 V (3/N/PE)
Cooling concept	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics degree of protection / connection area	IP54 / IP43	IP54 / IP43	IP54 / IP43
Degree of protection	4C2, 4S2	4C2, 4S2	4C2, 4S2
Application	In unprotected outdoor environments		
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %
Maximum operating altitude above MSL	2000 m	2000 m	2000 m
Fresh air consumption (inverter)	3000 m ³ /h	3000 m ³ /h	3000 m ³ /h
Features			
DC connection	Ring terminal lug / cage clamp (Optiprotect)		
AC connection	Ring terminal lug	Ring terminal lug	Ring terminal lug
Display	HMI touchscreen	HMI touchscreen	HMI touchscreen
Communication / protocols	Ethernet (OF optional), Modbus	Ethernet (OF optional), Modbus	Ethernet (OF optional), Modbus
Sunny String-Monitor communication	RS485 / none (Optiprotect)	RS485 / none (Optiprotect)	RS485 / none (Optiprotect)
SC Com	●	●	●
Color enclosure, door, base, roof	RAL 9016 / 9016 / 7005 / 7004		
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, CE conformity, EEG conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8 ⁶ , Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007		
● Standard features ○ Optional features — Not available			
Type designation	SC 500CP-10	SC 630CP-10	SC 720CP-10