



Escola Superior de
Tecnologia de Setúbal

Pedro A. Duarte de
Oliveira

**Algoritmos GMPPT (Global
Maximum Power Point Tracking)
para aplicação em sistemas de
produção de energia fotovoltaica.**

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores – Ramo de Energias Renováveis e Sistemas de Potência, realizada sob a orientação científica do Doutor Vitor Manuel de Carvalho Fernão Pires.

Júri

Presidente: Doutor Armando José Pinheiro
Marques Pires, ESTSetúbal/IPS

Orientador: Doutor Vitor Manuel de Carvalho
Fernão Pires, ESTSetúbal/IPS

Vogal: Doutor Daniel José Medronho Foito,
ESTSetúbal/IPS

Setembro de 2021

There are those that look at things the way they are, and ask 'why'?
I dream of things that never were, and ask 'why not'?

George Bernard Shaw

Aos meus pais,
Maria das Candeias Duarte de Oliveira e
António Ramalho de Oliveira

Agradecimentos

Quero expressar o meu agradecimento aos Docentes do Curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pelo conhecimento que me transmitiram durante esse ciclo de estudo.

Ao Professor Doutor José Henrique Querido Maia discente da disciplina PCAER. Obrigado pela oportunidade de ter sido seu orientado, pelos ensinamentos e encorajamento que me fizeram chegar a esta fase.

Ao Professor Doutor Vitor Manuel de Carvalho Fernão Pires, meu orientador, um especial agradecimento por toda a disponibilidade manifestada, dedicação, paciência e pelos conhecimentos transmitidos e supervisão durante toda a realização deste trabalho.

Resumo

Os algoritmos de rastreamento do máximo ponto de potência global (GMPPT), são especialmente indicados para uso em sistemas de produção de energia fotovoltaica, quando os painéis fotovoltaicos ficam sujeitos a um efeito de sombreamento parcial numa *string* (conjunto de painéis fotovoltaicos ligados em série). As técnicas de rastreamento clássicas usadas para encontrar o ponto de máxima potência, poderão falhar em situações de sombreamento parcial, porque nestas condições irão existir múltiplos picos de potência e por conseguinte, não se garantirá que se encontre o pico associado ao máximo global. Assim, devido à existência de vários picos em condições de sombreamento parcial, para efetuar o rastreamento do ponto de máxima potência global (GP - *Global Point*) deverá ser utilizado um algoritmo GMPPT. Neste contexto, esta dissertação irá propor o estudo de cinco algoritmos com características próprias que permitirão encontrar o ponto GP. Um destes algoritmos resulta de uma nova abordagem que evita singularidades do sistema e permite efetuar a sua implementação com baixos custos e requisitos. Por último, o desempenho dos cinco algoritmos será verificado e testado através de diversos testes de simulação.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico, condições de sombreamento parcial, algoritmo genético, perturbação e observação, otimização por enxame de partículas, GMPPT.

Abstract

The global maximum power point tracking (GMPPT) algorithms are especially suitable for use in photovoltaic energy production systems over partial shading effect in a string (set of photovoltaic panels connected in series). Classic tracking techniques used to find the maximum power point may fail in partial shading conditions because under these conditions there will be multiple power peaks, and therefore, it is not guaranteed that the peak associated with the global maximum will be found. Thus, due to the existence of several peaks in partial shading conditions, to track the maximum power point (GP - Global Point) a GMPPT algorithm must be used. In this context, this master's thesis will propose the study of five algorithms with their own characteristics that will be able to find the GP. One of these algorithms results from a new approach that avoids system singularities and allows its implementation with low costs and requirements. Finally, the performance of the five algorithms will be verified and tested through various simulation tests.

Keywords: Photovoltaic system, partial shading conditions, genetic algorithm, perturb and observe, particle swarm optimization, GMPPT.

Índice

Agradecimentos	iv
Resumo	v
Abstract	vi
Índice	vii
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Siglas e Acrónimos	xiv
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. <i>Preâmbulo</i>	2
1.2. <i>Enquadramento</i>	3
1.3. <i>Motivação para o estudo</i>	4
1.4. <i>Objetivos</i>	7
1.5. <i>Organização da dissertação</i>	8
Capítulo 2	9
Energia Fotovoltaica	9
2.1. <i>Recurso Solar</i>	10
2.1.1. <i>O Sol</i>	10
2.1.2. <i>Orientação e ângulo</i>	12
2.2. <i>Tecnologias Fotovoltaicas</i>	14
2.2.1. <i>Célula fotovoltaica</i>	14
2.2.2. <i>Princípio de funcionamento</i>	15
2.2.3. <i>Efeito fotovoltaico</i>	16
2.2.4. <i>Tipo de células fotovoltaicas</i>	18
2.2.5. <i>Resumo das tecnologias de Células Solares</i>	29
2.2.6. <i>Células e módulos fotovoltaicos</i>	33
2.2.7. <i>Encapsulamento da célula</i>	34
2.2.8. <i>Associação de módulos serie e paralelo</i>	34
2.2.9. <i>Tipologias de ligação à rede elétrica</i>	35

Capítulo 3	36
Algoritmos MPPT/GMPPT.....	36
3.1. <i>Sistema Fotovoltaico e características elétricas.....</i>	37
3.1.1. Modulação PWM	38
3.1.2. Ponto de máxima potência (MPP)	39
3.1.3. Efeitos da irradiância e temperatura	40
3.1.4. Tensão em circuito aberto (V_{oc})	41
3.1.5. Corrente de curto-circuito (I_{sc})	42
3.1.6. Fator de Forma (FF).....	42
3.1.7. Limite de eficiência de uma célula solar	43
3.1.8. Condições padrão de teste (STC)	46
3.2. <i>Modelo matemático da célula FV.....</i>	47
3.2.1. Modelo Ideal	48
3.2.2. Modelo com resistência em série	50
3.2.3. Modelo com resistência em paralelo e em série	51
3.2.4. Modelo com dois díodos.....	53
3.2.5. Resumo dos modelos apresentados	54
3.3. <i>Condições de Sombreamento Parcial em Sistemas FV.....</i>	56
3.3.1. PSC – Partial Shading Conditions	56
3.3.2. Díodo de passagem e díodo de bloqueio.....	56
3.3.3. Sombreamento e rastreamento global.....	59
3.3.4. Detecção de Sombreamento	61
3.4. <i>Algoritmos de seguimento do máximo ponto de potência (MPPT/GMPPT).....</i>	63
3.4.1. Técnicas de seguimento clássico.....	64
3.4.2. Técnicas de seguimento inteligente.....	72
3.4.3. Técnicas de seguimento por otimização	77
3.4.4. Técnicas de seguimento híbridas	84
Capítulo 4	86
Algoritmos GMPPT Propostos	86
4.1. <i>Algoritmos GMPPT propostos.....</i>	87
4.1.1. Algoritmo P&O adaptado.....	88
4.1.2. Algoritmo dPV/dt adaptado	90
4.1.3. Algoritmo Genético	92
4.1.4. Algoritmo PSO	94
4.1.5. Algoritmo híbrido PSO-dPV/dt.....	98

Capítulo 5	101
Casos de estudo	101
5.1. <i>Modelo de estudo</i>	102
5.1.1. Condições de radiação solar uniforme.....	103
5.1.2. Condições de radiação solar com sombreamento parcial	105
5.1.3. Casos de estudo / implementação dos algoritmos	108
Capítulo 6	118
Conclusão	118
6.1. <i>Conclusão</i>	119
6.2. <i>Proposta para trabalhos futuros</i>	120
Bibliografia.....	121

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Canguru cercado por fumo (Foto: Lukas Coch/AAP Images via Reuters).....	4
Figura 1.2 – Consumo mundial de combustíveis fósseis (últimos 50 anos) [1].	5
Figura 1.3 – Produção de energia elétrica por combustíveis fósseis e renováveis [1].....	6
Figura 2.1 – Imagem do Sol [4].....	10
Figura 2.2 – Espectro eletromagnético [2].	10
Figura 2.3 – Radiação total.	11
Figura 2.4 – Distribuição da irradiância média anual kWh/m ² na Europa [8].	12
Figura 2.5 – Ângulo solar [6].	13
Figura 2.6 – Painéis com neve [6].....	13
Figura 2.7 – Processo de fabrico da célula fotovoltaica [6].....	14
Figura 2.8 – Efeito FV na junção p-n de um silício [10].....	15
Figura 2.9 – Estrutura cristalina silício.	16
Figura 2.10 – Ligações dos átomos de silício com os de fósforo e boro.	17
Figura 2.11 – Célula fotovoltaica [11].....	18
Figura 2.12 – Tipo de células fotovoltaicas [6].	19
Figura 2.13 – Células FV por tipo de material [14].....	19
Figura 2.14 – Célula monocristalina [6].....	20
Figura 2.15 – Célula policristalina [6].	20
Figura 2.16 – Comparação entre células de filme fino (esq.) e silício (dir.) [6].	23
Figura 2.17 – Estrutura de camadas de uma célula híbrida HIT [6].....	24
Figura 2.18 – Célula fotovoltaica orgânica [16].....	25
Figura 2.19 – Primeiro módulo DYE comercializado [6].....	26
Figura 2.20 –Estrutura do cristal ABX ₃ [17].....	27
Figura 2.21 – Elementos possíveis na estrutura ABX ₃ na tabela periódica [18].	27
Figura 2.22 – Célula solar de perovskita [16].....	28
Figura 2.23 – Célula solar com lente [6].	29
Figura 2.24 – Eficiência dos módulos e células por tecnologia [16].....	29
Figura 2.25 – Produção anual de painéis FV [16].....	30
Figura 2.26 – Eficiência das células FV por tecnologia [20].....	31
Figura 2.27 – Eficiência dos painéis FV campeões [20].	32
Figura 2.28 – Ligação em série das células num módulo FV [14].	33
Figura 2.29 – Agrupamento: Célula → Módulo → Sistema FV [22].....	33
Figura 2.30 – Constituição de um módulo FV [6].....	34
Figura 2.31 – Tipologias de ligação à rede [24].	35
Figura 3.1 – Diagrama de blocos do sistema FV com MPPT [25].	37

Figura 3.2 – Duty-cycle [19].	38
Figura 3.3 – Circuito gerador PWM [19].	38
Figura 3.4 – Gradiente M da curva característica I-V da célula [6].	39
Figura 3.5 – Característica das curvas I-V e P-V numa célula de silício [6].	40
Figura 3.6 – Curvas característica I-V com a temperatura num módulo FV [27].	40
Figura 3.7 – Curvas característica P-V com a temperatura num módulo FV [27] [28].	41
Figura 3.8 – Fator de Forma de uma célula FV [6].	42
Figura 3.9 –Gráfico do limite de eficiência (η) de uma célula solar [32].	43
Figura 3.10 –Limite de eficiência de uma célula solar à temperatura ambiente [34].	46
Figura 3.11 – Medição nas condições STC [6].	47
Figura 3.12 – Modelo Ideal - Circuito equivalente.	48
Figura 3.13 – Modelo com resistência em série - Circuito equivalente.	50
Figura 3.14 – Influência da resistência série na curva I-V [8].	51
Figura 3.15 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	52
Figura 3.16 – Influência da resistência paralelo na curva I-V [8].	52
Figura 3.17 – Circuito equivalente, modelo a dois díodos.	53
Figura 3.18 – Díodos de bloqueio e de passagem de corrente [47].	57
Figura 3.19 – Ligação elétrica dos díodos na caixa de junção do painel FV [6].	57
Figura 3.20 – Múltiplos MPP na curva P_a , originado na <i>string</i> P_1 com sombreamento [47].	58
Figura 3.21 – Curva característica com e sem diodo de desvio (bypass) [47].	59
Figura 3.22 – Curva P-V e respetivos picos GMPP e LMPP.	59
Figura 3.23 – Técnica baseadas em MPPT.	61
Figura 3.24 – Diagrama de blocos método da tensão constante [25].	64
Figura 3.25 – Algoritmos: (a) Tensão em circuito aberto; (b) Corrente de curto-circuito [25].	65
Figura 3.27 – Fluxograma do algoritmo P&O [25].	67
Figura 3.28 – Curva P-V com derivadas [25].	67
Figura 3.29 – Fluxograma do algoritmo IC [25].	69
Figura 3.26 – Fluxograma do algoritmo P&O adaptado [54].	70
Figura 3.30 – MPPT através da inclinação dP/dt .	71
Figura 3.31 – Funções de pertinência.	73
Figura 3.32 – Estrutura básica <i>Fuzzy Logic</i> .	73
Figura 3.33 – Formulação da rede neuronal AF.	75
Figura 3.34 – Rede Neuronal Artificial.	76
Figura 3.35 – Movimento de uma partícula pelo método PSO.	79
Figura 3.36 – Fluxograma PSO.	80
Figura 3.37 – Fluxograma do Algoritmo Genético [53].	81
Figura 4.1 – Sinais de entrada e saída do algoritmo GMPPT.	87
Figura 4.2 – <i>Varrimento do fator de ciclo</i> .	88
Figura 4.3 –Utilização do <i>duty cycle</i> na deslocação para o GP.	89
Figura 4.4 –Fluxograma do algoritmo P&O adaptado.	90

Figura 4.5 –Fluxograma do algoritmo dPV/dt adaptado.....	91
Figura 4.6 –Resultado dos filtros aplicados no <i>duty cycle</i> após mutação.....	93
Figura 4.7 –Fluxograma do algoritmo genético.....	94
Figura 4.8 – Leitura inicial das soluções candidatas.....	95
Figura 4.9 – Coeficiente de contração X	95
Figura 4.10 –Fluxograma do algoritmo PSO.....	97
Figura 4.11 –Fluxograma do algoritmo híbrido PSO-dPV/dt.....	100
Figura 5.1 – Diagrama simplificado do caso de estudo.	102
Figura 5.2 – Curvas características do módulo fotovoltaico fornecidas pelo fabricante.....	103
Figura 5.3 – Modelo de ensaio para registo de curvas I-V e P-V.....	104
Figura 5.4 – Curvas características do modelo de estudo com 1000 W/m ²	104
Figura 5.5 – Curvas características do modelo de estudo com 300 W/m ²	105
Figura 5.6 – Curvas características do modelo de estudo - Caso 1.	106
Figura 5.7 – Curvas características do modelo de estudo - Caso 2.	107
Figura 5.8 – Curvas características do modelo de estudo - Caso 3.	107
Figura 5.9 – Potência de saída com o método P&O e radiação uniforme.	109
Figura 5.10 – Potência de saída com o método P&O em PSC.....	109
Figura 5.11 – Detecção PSC com o método P&O no tempo 0,5s e localização GP.	110
Figura 5.12 – Potência de saída com o método dPV/dt e radiação uniforme.	110
Figura 5.13 – Potência de saída com o método dPV/dt em PSC.	111
Figura 5.14 – Detecção PSC método dPV/dt no tempo 0,5s e localização GP.....	111
Figura 5.15 – Potência de saída com o algoritmo genético (5 iteração) e radiação uniforme.	111
Figura 5.16 – Potência de saída com o algoritmo genético (5 iteração) em PSC.....	112
Figura 5.17 – Detecção PSC com algoritmo genético no tempo 0,5s e localização GP.....	112
Figura 5.18 – Potência de saída com o algoritmo PSO (10 iteração) e radiação uniforme.	113
Figura 5.19 – Potência de saída com o algoritmo PSO (10 iteração) em PSC.....	113
Figura 5.20 – Detecção PSC com o algoritmo PSO no tempo 0,5s e localização GP.....	114
Figura 5.21 – Potência de saída com o método híbrido e radiação uniforme.	114
Figura 5.22 – Potência de saída com o método híbrido em PSC.	115
Figura 5.23 – Detecção PSC método híbrido no tempo 0,5s e localização GP.....	115
Figura 5.24 – Curva característica P-V – Caso 2.....	117

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Tipo de ligações entre células.....	34
Tabela 3.1 – Resumo dos modelos fotovoltaicos [6].....	55
Tabela 3.2 – Tabela de regras FLC.	74
Tabela 3.3 – Comparação de diferentes técnicas híbridas GMPPT [47].	85
Tabela 4.1 – Conjunto das soluções possíveis na iteração nº 4.	93
Tabela 4.2 – Conjunto das soluções possíveis na iteração nº 9.	96
Tabela 5.1 – Especificações do módulo LG230M1C.	103
Tabela 5.2 – Casos de estudo com PSC.	106
Tabela 5.3 – Tempo de convergência dos algoritmos [ms].....	116

Lista de Siglas e Acrónimos

A/D	Conversor analógico para digital
AC	Alternative Current (Corrente Alternada)
AIE	Agência Internacional da Energia
AM	Air Mass (Massa de Ar)
ANN	Artificial Neural Networks (Rede Neural Artificial)
APex	Primeiras células de filme fino com silício policristalino, por estiramento, preparadas para produção em serie.
BFV	Best Fixed Voltage (Melhor Tensão Fixa)
CA	Corrente alternada
CC	Corrente continua
CdTe	Cadmium Telluride (Telurieto de cádmio)
CF	Célula Fotovoltaica
CIGS	Copper Indium Gallium di-Selenide (di-selenieto de gálio cobre e índio)
CIS	Copper Indium di-Selenide (di-selenieto de cobre e índio)
CO ₂	Dióxido de carbono
CV	Constant Voltage (Tensão constante)
DC	Direct Current (Corrente Contínua)
DYE- Sensitized cell	Célula sensibilizada com colorante
EFG	Edge-Defined Film-Fed Growth (Alimentação da película com limite de crescimento definido)
EVA	Etileno Vinil de Acetato
FLC	Fuzzy Logic Control (Controlo por Logica Difusa)
FNN	FeedForward Neural Network
Fraunhofer ISE	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer Instituto para os sistemas de energia solar)
FV	Fotovoltaico
GA	Genetic Algorithm (Algoritmo Genético)

GaAs	Gallium Arsenide (Arsenieto de gálio)
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GMPPT	Global Maximum Power Point Tracking (Seguimento do Máximo Ponto de Potência Global)
GP	Global Point (Pico Global)
HC	Hill Climbing (Subida da Encosta)
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin layer (Heterojunção com camada Intrínseca)
IC	Incremental Conductance (Condutancia Incremental)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineer
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
LMPP	Local Maximum Power Point (Pico Local de Máxima Potência)
MATLAB	MATrix LABoratory (Laboratório de Matrizes)
MIC	Module Integrated Converter (Módulo Conversor Integrado)
MPP	Ponto de máxima potência
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguimento de Ponto de Potência Máxima)
NOCT	Nominal Operationg Cell Temperature (Temperatura nominal de operação da célula)
P&O	Perturb and Observe (Algoritmo do Método Perturbação e Observação)
PI	Controlo Proporcional e Integral
PSC	Partial Shading Conditions (Condições de Sombreamento Parcial)
PSO	Particle Swarm Optimization (Optimização por Enxame de Partículas)
PV	Painel Fotovoltaico
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PWM	Pulse Width Modulation (Modulação por Largura de Pulso)
RNN	Recurrent Neuronal Network
SF	Shading Factor (Fator de Sombreamento)
Si	Silício
STC	Standard Test Conditions (Condições padrão de teste)
UV	Ultravioleta

Lista de Símbolos

A	Área útil do módulo [m^2]
D	Duty-Cycle (Fator de ciclo)
E_0	Constante solar ($E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$)
f_w	Fator geométrico
G_c	Radiação solar sobre a superfície da célula [W/m^2]
G_r	Radiação solar sobre a superfície da célula em condições STC, 1000W/m^2
h	Constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34} \text{ J.s}$)
I	Corrente de saída da célula solar fotovoltaica [A]
I_0	Corrente de saturação reversa do díodo de difusão [A]
I_{0r}	Corrente de saturação reversa do díodo à temperatura de referência [A]
I_d	Corrente do díodo de difusão [A]
I_{ph}	Corrente gerada (photo current) na célula pelo efeito fotovoltaico [A]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito da célula [A]
I_{scr}	Corrente de curto-circuito da célula em STC [A]
K	Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$)
m	Fator de idealidade do díodo dependente tanto do material quanto da estrutura física do mesmo, cujo valor varia entre 1 e 2
n_s	Número de células em série que compõem o módulo FV
P_{inc}	Eficiência Nominal
P_{MPP}	Potência máxima capaz de ser gerada pelo módulo [W]
q	Carga elétrica do eletrão ($1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$)
R_s	Resistência série, que representa as perdas nos contatos metálicos do módulo [Ω]
R_{sh}	Resistência em paralelo, que representa as perdas devido às correntes parasitas que circulam no módulo [Ω]
R_{shr}	Resistência em paralelo, para a temperatura de referência [Ω]

R_{sr}	Resistência série, para a temperatura de referência [Ω]
T_c	Temperatura da célula fotovoltaica [K]
T_r	Temperatura de referência (278 K)
T_s	Temperatura do Sol [K]
V_c	Tensão da célula [V]
V_g	Energia da banda proibida (1,11 eV)
V_{max}	Tensão máxima [V]
V_{OC}	Tensão em circuito aberto
V_t	Tensão térmica [V]
X_c	Rácio da temperatura entre a célula e o Sol
X_g	Rácio da energia da banda proibida

Letras Gregas

α	Coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito [A/K]
ϕ	Coeficiente de temperatura para a resistência em paralelo
Δ	Diferença entre duas variáveis
δ	Coeficiente de temperatura para a resistência em série
η	Eficiência

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma breve descrição do conteúdo da dissertação, enquadramento, motivação para o estudo, objetivos e organização da dissertação.

1.1. Preâmbulo

Um dos objetivos da Agência Internacional da Energia (AIE) [1], é a promoção de políticas energéticas sustentáveis que estimulem o crescimento económico e a proteção do meio ambiente global - em particular as políticas relativas à redução de gases de efeito de estufa, que contribuem para as alterações climáticas. O “Pacto Ecológico Europeu”, que traça como objetivo o impacto neutro no clima até 2050, são a prova de quanto são importantes as políticas nesta área.

Ao perseguir a meta da redução de emissões de gases poluentes e do volume dos combustíveis fósseis utilizados para a produção de energia e consequente emissões de CO₂, têm surgido várias abordagens apresentadas como parte da solução, centradas na utilização de energias renováveis.

A utilização de painéis fotovoltaicos tem surgido como parte integrante desse conjunto de soluções, sendo que, os painéis fotovoltaicos dependem da energia solar para produzirem, dado que, só existe produção de energia durante uma parte do dia em que se verifica determinado índice de radiação solar. Por sua vez, para uma utilização eficiente da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é necessário aplicar um sistema de conversão, cujo objetivo é a otimização dessa energia produzida.

Por outro lado, surgem por vezes situações de radiação solar anómalas, provocadas por obstáculos à luz solar, como por exemplo, nuvens, árvores, sujidade ou até mesmo neve, que podem provocar um sombreamento parcial sobre os painéis, dando origem a alterações das características dos painéis FV (Fotovoltaicos).

Sobre estas condições de sombreamento parcial, o sistema fotovoltaico só consegue debitar a potência máxima se o controlador for “minimamente inteligente”, para conseguir identificar o verdadeiro ponto de máxima potência, sendo que para tal existem algoritmos que conseguem identificar este tipo de situação. Estes algoritmos são denominados GMPPT (Global Maximum Power Point Tracking) e são objeto de estudo deste trabalho.

Assim a presente dissertação tem por objetivo o estudo de algoritmos GMPPT aplicados a sistemas de produção de energia fotovoltaica. Neste âmbito serão implementados e simulados alguns algoritmos, nomeadamente, através da análise dos dados de convergência, respetivos testes e identificação do algoritmo com melhor performance dentro do conjunto de métodos avaliados para futura aplicação num protótipo real.

1.2. Enquadramento

A presente dissertação enquadra-se na última etapa do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, e tem como propósito a realização de um estudo detalhado em que o tema pode estar inserido dentro da área de energias renováveis e sistemas de potência.

O estudo culminará na realização de um trabalho de desenvolvimento e/ou investigação, que permita aumentar no educando a sua capacidade de iniciativa, criação e desenvolvimento, bem como, aprimorar o seu sentido crítico.

Esta dissertação insere-se na área de Energias Renováveis e Sistemas de Potência e tem como objetivo o estudo e desenvolvimento de algoritmos GMPPT aplicados a sistemas de produção fotovoltaica e por conseguinte, a avaliação do funcionamento no ponto de operação de máxima potência do sistema de acordo com as condições de radiação solar sobre os painéis.

1.3. Motivação para o estudo

A intensificação das alterações climáticas e respetivos fenómenos naturais extremos de grandes dimensões como o incêndio na Austrália no início de Setembro de 2019 (Figura 1.1) que esteve ativo mais de três meses e devastou para cima de três milhões de hectares, provocado em parte por um inverno muito seco, seguido de ventos fortes e um verão excessivamente quente, alertaram toda a humanidade para a necessidade de uma mudança de hábitos urgente, em particular a redução de emissões de gases de efeito de estufa (GEE). Assim, sem uma ação drástica e urgente, será cada vez mais difícil para o ser humano adaptar-se aos efeitos devastadores do aquecimento global [2] .



Figura 1.1 – Canguru cercado por fumo (Foto: Lukas Coch/AAP Images via Reuters).

Depois de mais de um século e meio de industrialização, desflorestação e de produção agrícola em grande escala, as quantidades de gases de efeito de estufa na atmosfera subiram para níveis recordes [2] . À medida que as populações, as economias e os padrões de vida aumentam, o mesmo acontece com o nível acumulado de emissões de gases de efeito estufa, ou seja:

- A concentração de GEE na atmosfera terrestre está diretamente ligada à temperatura média global da Terra (na medida em que dificultam a saída da radiação para o espaço).
- A concentração destes gases tem aumentado constantemente, tal como as temperaturas globais, desde a época da Revolução Industrial.
- O mais abundante GEE, responsável por cerca de dois terços dos GEE, é o dióxido de carbono (CO₂), e resulta em grande parte da queima de combustíveis fósseis.

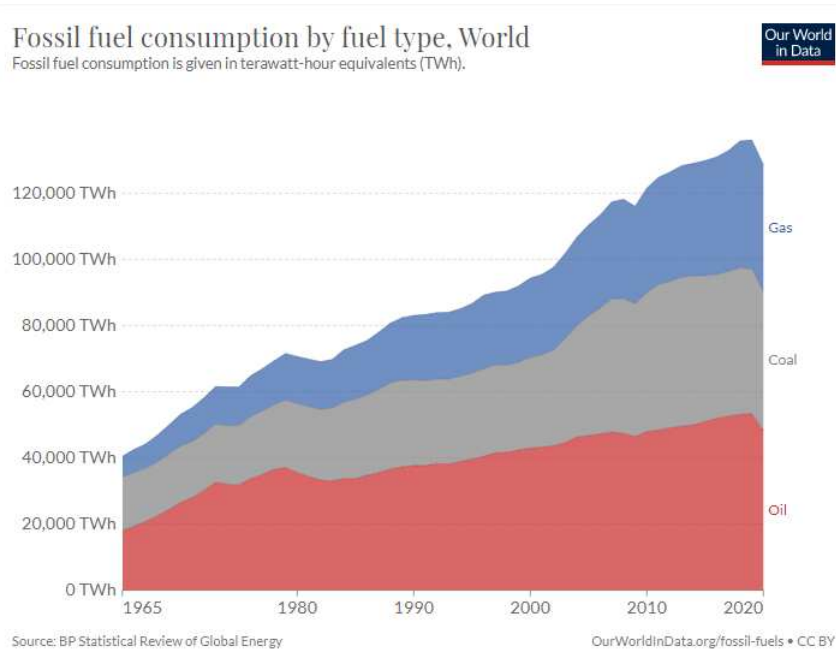


Figura 1.2 – Consumo mundial de combustíveis fósseis (últimos 50 anos) [1] .

No gráfico da Figura 1.2 pode-se observar o consumo crescente dos combustíveis fósseis ao longo dos últimos 50 anos.

O uso de combustíveis fósseis permitiu um grande crescimento económico e demográfico ligado à revolução industrial do século XIX. Atualmente, os combustíveis fósseis são fundamentais para a nossa economia. Em 2010, a combustão de carvão, petróleo e gás natural foi responsável por cerca de 76% da energia primária mundial [1] [3]

Se as alterações climáticas estão diretamente ligadas aos GEE, ao reduzir a queima de combustíveis fósseis será possível de uma forma indireta reduzir a quantidade de GEE.

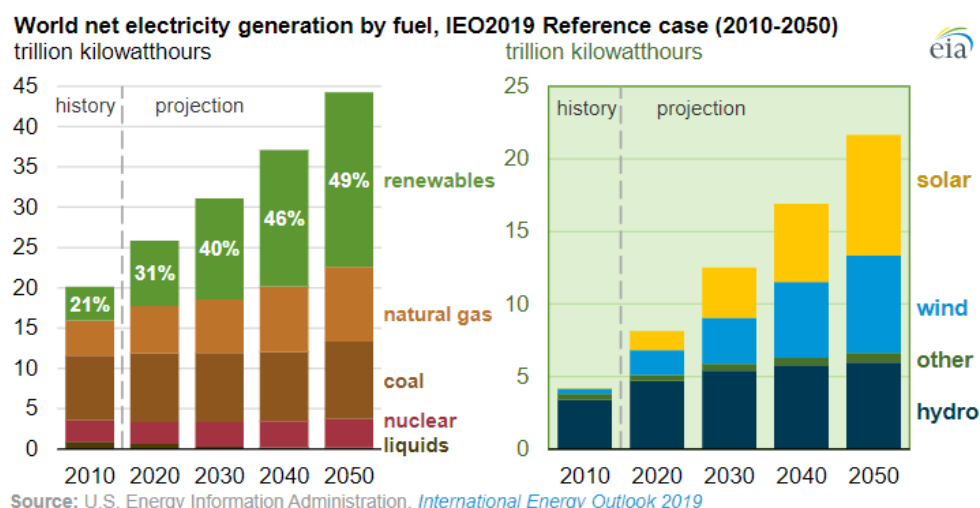


Figura 1.3 – Produção de energia elétrica por combustíveis fósseis e renováveis [1] .

Atualmente, os combustíveis fósseis são a fonte de energia mais usada no mundo. São usados para gerar energia elétrica (Figura 1.3), mas acima de tudo também são usados para gerar energia mecânica e térmica (carros, caldeiras, etc.), sendo ao nível da economia global e da vida humana atual impraticável se não impossível deixar de utilizar os combustíveis fósseis. Por outro lado, a crescente procura por energias limpas respeitadoras do ambiente, geradas a partir de recursos naturais e fontes renováveis, está na base das políticas “amigas” do ambiente, as quais têm com principais objetivos, o combate às violentas alterações climáticas registadas nos últimos anos e a criação de melhores condições para garantir às novas gerações um futuro mais promissor. De uma forma resumida as energias renováveis têm face aos combustíveis fósseis as seguintes duas grandes vantagens [3] :

1. São uma fonte de energia inesgotável.
2. Em funcionamento não geram CO₂ nem gases de efeito de estufa.

Em contrapartida uma das grandes desvantagens em particular da energia fotovoltaica é a baixa eficiência, existindo portanto a necessidade cada vez maior de desenvolver soluções para tornar esta energia renovável mais eficiente, sendo esta uma das principais motivações do presente estudo, por outras palavras, contribuir de forma a encontrar soluções com recurso às energias renováveis e que as soluções tenham um custo menor na sua utilização e sejam de tal forma eficazes que possam ser utilizadas em larga escala e que assim possam contribuir para a redução da emissão de GEE.

Este trabalho irá incidir essencialmente sobre painéis fotovoltaicos, e respetivos métodos para a maximização da produção de energia deste tipo de sistemas.

1.4. Objetivos

Através da utilização de uma *string*¹ de painéis fotovoltaicos pretende-se fazer o ensaio e estudo de vários algoritmos de rastreamento do máximo ponto de potência, em que seja possível por um lado, verificar se o algoritmo extrai de forma eficiente a energia dos painéis de acordo com a sua característica intrínseca de rastreamento e por outro validar se o ponto encontrado é efetivamente o ponto de máxima potência global.

Além da potência será também medido o tempo de convergência para a solução do algoritmo em avaliação, com o objetivo de identificar o algoritmo que tem a melhor performance.

Para a concretização dos objetivos são realizadas diversas etapas, sendo em primeiro lugar efetuado o estudo do estado da arte, das tecnologias fotovoltaicas e de vários algoritmos de rastreamento do máximo ponto de potência.

Uma das principais características deste tipo de algoritmo é a sua capacidade para detetar condições de sombreamento parcial, assim sendo, esta condição será testada em todos os algoritmos propostos e esta característica verificada.

Os algoritmos desenvolvidos serão testados através de simulação e tiradas as respetivas conclusões.

¹ Definição de *string*: Nome dado a um conjunto de painéis fotovoltaicos ligados em série.

1.5. Organização da dissertação

A presente dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos, de forma a permitir uma leitura sequencial dos vários assuntos abordados. Assim, a dissertação é iniciada com uma pequena introdução ao tema principal deste trabalho e terminada com a conclusão e sugestões para trabalhos futuros, sendo os seis capítulos já referidos organizados da seguinte forma:

Capítulo 1 – É realizado um enquadramento do trabalho apresentado, bem como, os motivos para o seu desenvolvimento. Neste capítulo 1 intitulado de introdução, expõem-se os objetivos a atingir no decorrer do trabalho e os resultados esperados no fim da sua realização.

Capítulo 2 – Apresentação resumida do estudo realizado sobre as diversas tecnologias fotovoltaicas, com destaque para as tecnologias emergentes à base de compostos orgânicos, soluções multi-junção com concentrador, híbridas e soluções de *perovskita*, esta última bastante promissora tendo como referência o rápido crescimento, dos índices de eficiência obtidos com esta tecnologia.

Capítulo 3 – Neste capítulo serão apresentados diversos métodos de rastreamento que podem ser aplicados em sistema de produção fotovoltaica sobre condições parciais de sombreamento.

Capítulo 4 - Neste capítulo são identificados e descritos os algoritmos GMPPT propostos, assim como, a sua implementação no software Matlab/Simulink. De referir que um dos algoritmos resulta de uma nova abordagem que evita singularidades do sistema e permite efetuar a sua implementação com baixos custos e requisitos.

Capítulo 5 – Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes das simulações realizadas com cada um dos cinco algoritmos GMPPT propostos. Estas simulações foram realizadas recorrendo ao software Matlab/Simulink.

Capítulo 6 – Neste capítulo são apresentadas as conclusões gerais e sugestão para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Energia Fotovoltaica

Neste capítulo será feito um levantamento da evolução tecnológica fotovoltaica verificada ao longo dos tempos nos equipamentos e/ou soluções que podem estar diretamente relacionados com o tema central da dissertação aqui proposta.

2.1. Recurso Solar

2.1.1. O Sol

O Sol (Figura 2.1), é de forma direta ou indireta a fonte de quase todos os recursos energéticos na terra. Exemplo disso é, a biomassa que usa recursos orgânicos para gerar energia e tem como base a fotossíntese, onde a energia solar capturada pelas plantas é transformada em energia química.

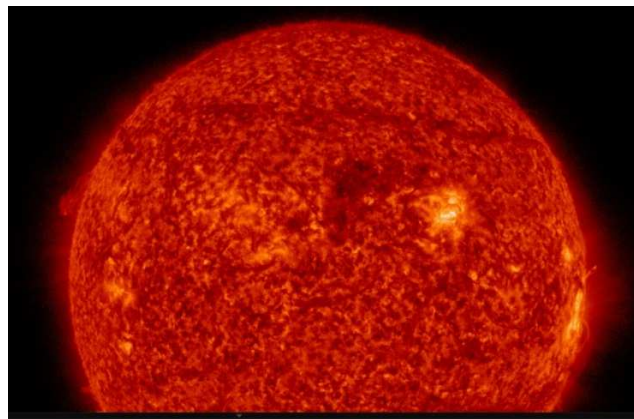


Figura 2.1 – Imagem do Sol [4]

A energia solar é proveniente do Sol e é este que participa diretamente no desempenho de um sistema de geração de energia fotovoltaica. O Sol emite radiação solar que é formada por ondas eletromagnéticas caracterizadas pelo seu espectro eletromagnético (Figura 2.2) [4].

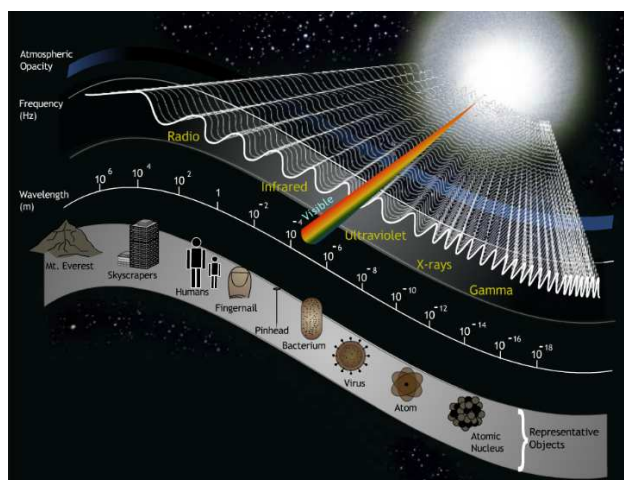


Figura 2.2 – Espectro eletromagnético [2]

A intensidade com que a radiação solar atinge a terra é designada por irradiância. O valor da irradiação solar depende da distância entre o sol e a terra, das condições atmosféricas e da localização geográfica. A irradiância global anual é obtida pela radiação solar que incide na superfície da terra durante um ano e é medida em watt-hora por metro quadrado [Wh/m²] [5] . Analisando da perspectiva de um módulo fotovoltaico (FV), a irradiância que nele incide em qualquer momento não é constante e é afetada pela sua localização geográfica, a sua posição em relação ao Sol, a época do ano e pelas condições atmosféricas, que dão origem a fenómenos de reflexão, absorção e dispersão (Figura 2.3). Durante o decorrer do ano a distância entre o Sol e a Terra varia e por consequência também a irradiância, que varia entre 1.325 W/m² e 1412 W/m², sendo o valor médio, designado por constante solar $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$ [6] .

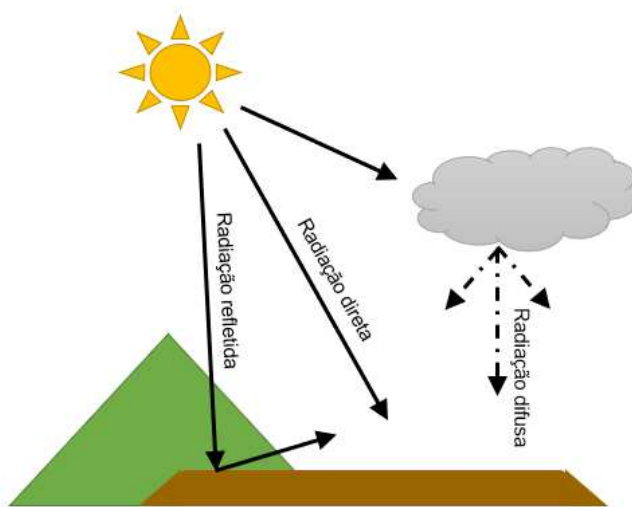


Figura 2.3 – Radiação total.

Além da radiação direta existe também a difusa que provém das sucessivas reflexões na atmosfera e a refletida que provém da reflexão no solo e objetos circundantes (2.1), ou seja:

$$R_{Total} = R_{Direta} + R_{Difusa} + R_{Refletida} \quad (2.1)$$

Em que R_{Total} é a radiação total, R_{Direta} é a radiação direta, R_{Difusa} é a radiação difusa e $R_{Refletida}$ é a radiação refletida.

Como a irradiância ao longo do ano depende de vários fatores, o cálculo estimado da produção de energia fotovoltaica, é um fator determinante para a exequibilidade de qualquer projeto FV. Assim é essencial recorrer ao cálculo estimado da produção, a partir de ferramentas informáticas baseadas em dados históricos da irradiância e de outros dados climatéricos como a temperatura, que possam determinar a eficiência de um sistema de produção de energia fotovoltaico.

A ferramenta *PV-GIS* (Figura 2.4) está disponível no site *EU Science HUB* [8], e recorre à informação de dados de irradiância recolhidos ao longo de vários anos, para simulação dos valores de irradiância e produção FV em qualquer ponto geográfico do globo.

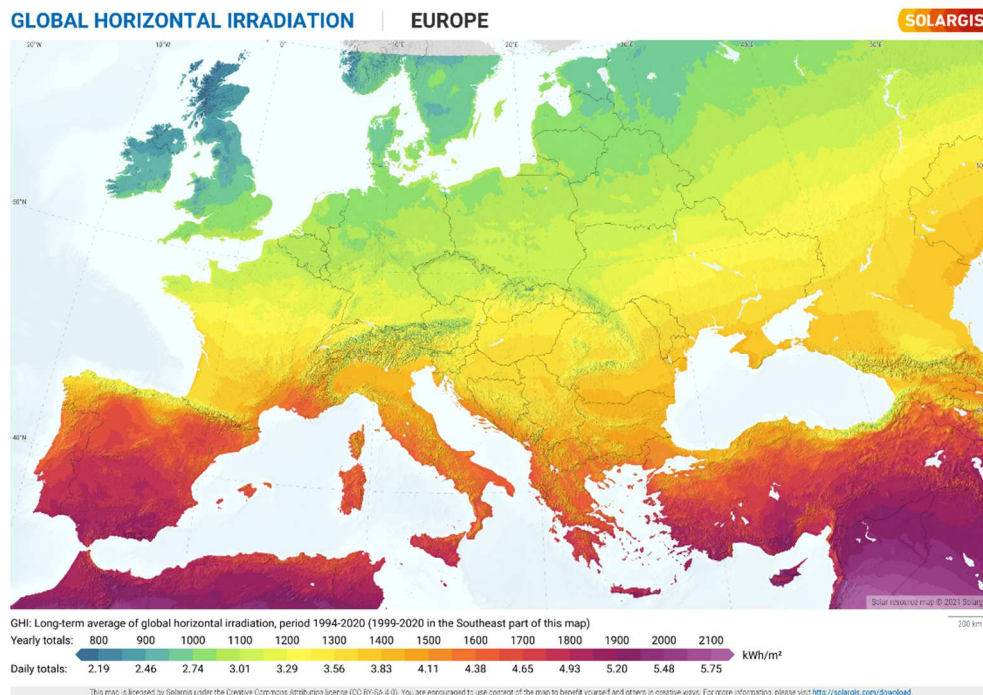


Figura 2.4 – Distribuição da irradiância média anual kWh/m² na Europa [8]

2.1.2. Orientação e ângulo

O comprimento do caminho que a luz percorre ao atravessar a atmosfera é diferente segundo a altura solar. Esse caminho é mais curto, quando a posição do sol é perpendicular à superfície da terra, sendo importante entender este conceito no estudo dos dispositivos FV. Uma importante consequência desse facto, é que quando o Sol está mais baixo no céu, o percurso dos seus raios através da atmosfera é mais longo e a energia que chega até à superfície da Terra é menor. De referir que a Massa de Ar (*AM*), corresponde a um múltiplo da “espessura” da atmosfera (percurso efetuado pelos raios solares), para um determinado local na terra, sendo esta dada pela seguinte equação:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (2.2)$$

Sendo $AM = 1$ quando a posição do Sol é perpendicular ($\gamma_s = 90^\circ$) à superfície da terra, ao meio-dia no equador (0°) durante o equinócio. Na Europa, é utilizado um fator de $AM = 1,5$ como valor correspondente à média anual.

O conhecimento exato do caminho do sol é importante para calcular os valores de irradiância e os rendimentos do sistema de energia solar. A altitude do sol pode ser descrita em qualquer local pela altitude solar e pelo azimute solar. A intensidade da radiação solar depende, entre outros fatores da elevação solar, do ângulo γ_s (sendo este ângulo medido a partir de uma base horizontal, conforme o sol se move pelo céu) e do ângulo de elevação que muda durante o dia e também ao longo do ano [6] .

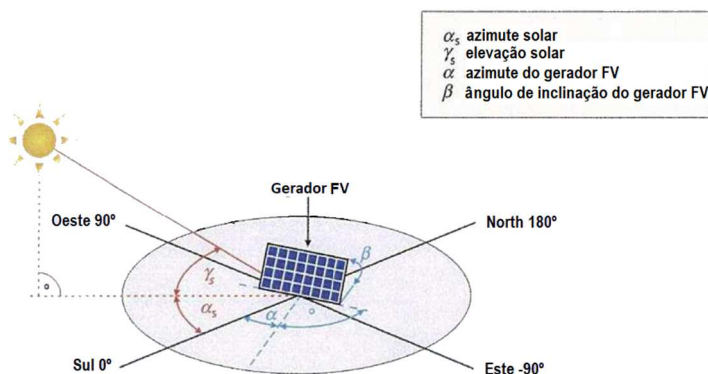


Figura 2.5 – Ângulo solar [6] .

Por sua vez o azimute solar representa a referência ao Sul, sendo esta referência indicada como $\alpha = 0$. Ângulos para leste são indicados com um sinal negativo (leste: $\alpha = -90^\circ$), enquanto que ângulos a oeste são indicados sem sinal ou sinal positivo (oeste: $\alpha = 90^\circ$).

Em Portugal continental o ângulo de inclinação fixa para o gerador FV é de aproximadamente 35° (ângulo β da Figura 2.5), estando este direccionado a Sul ($\alpha = 0$).

Outro aspeto a considerar é a direção escolhida para a montagem dos painéis, que tanto pode ser em fileiras na horizontal como na vertical. Em alguns casos é importante a definição da direção da montagem escolhida, na medida em que, a mesma permite condicionar as zonas de sombreamento e por conseguinte uma otimização da produção de energia, como será analisado no capítulo 3. Exemplo destas situações são a acumulação de neve sobre os painéis, principalmente nos países com temperaturas mais frias, que levam a condições parciais de sombreamento sobre os mesmos (Figura 2.6).

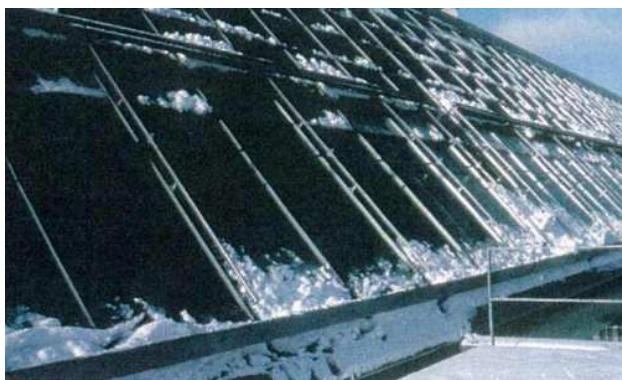


Figura 2.6 – Painéis com neve [6] .

2.2. Tecnologias Fotovoltaicas

2.2.1. Célula fotovoltaica

O silício é o elemento mais abundante no planeta Terra a seguir ao oxigénio, pelo que está disponível em quantidades quase ilimitadas. O componente mais utilizado numa célula solar cristalina é o silício, no entanto, este elemento não se encontra na natureza na forma pura, mas num composto químico com oxigénio na forma de areia ou quartzo. Para obter silício com um grau de pureza que possa ser utilizado na produção de células fotovoltaicas a areia ou quartzo passam por vários processos de purificação até se obter um silício de elevada qualidade. Este silício de elevada qualidade pode ser então processado de diferentes modos, como por exemplo para produzir células monocristalinas ou células policristalinas (Figura 2.7) [6] .

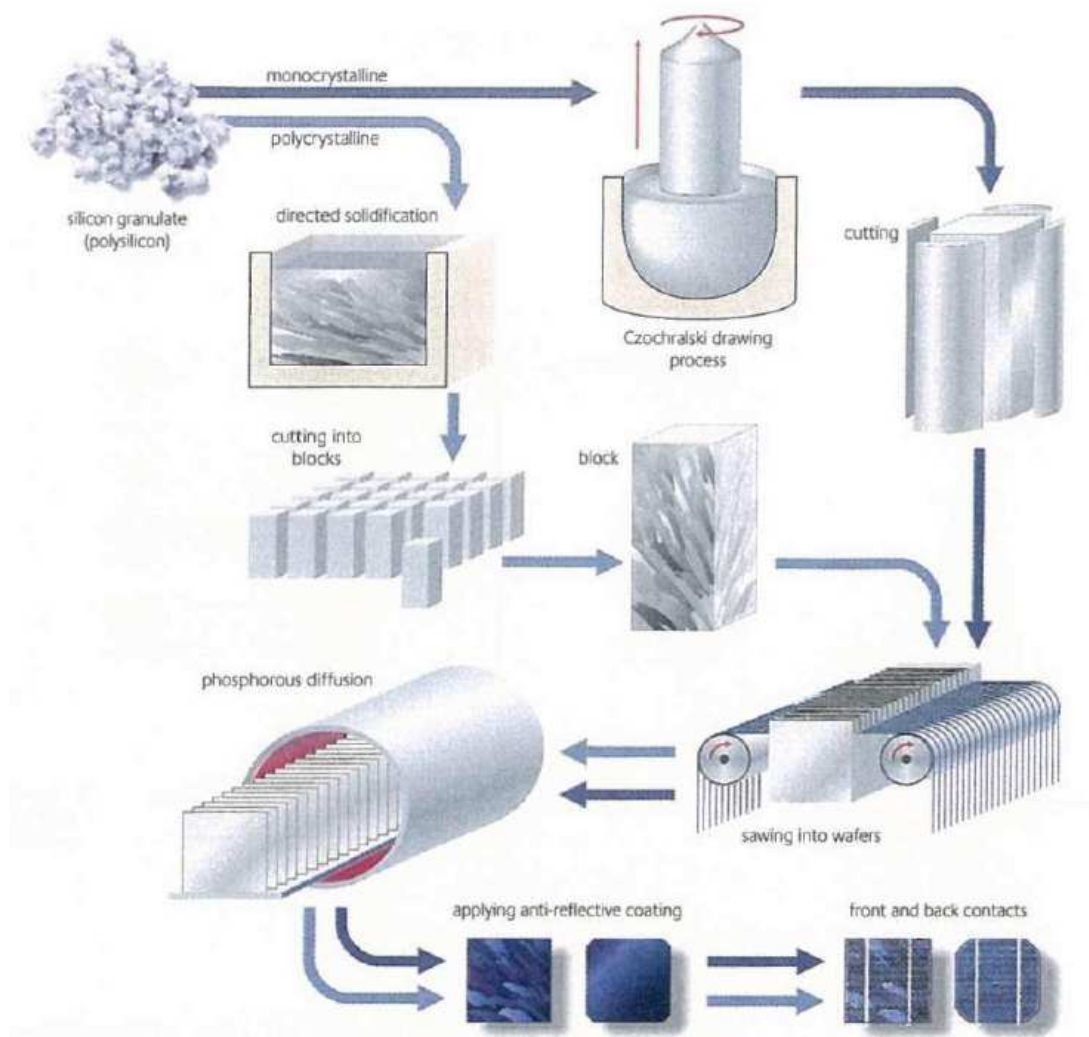


Figura 2.7 – Processo de fabrico da célula fotovoltaica [6] .

2.2.2. Princípio de funcionamento

De uma forma simplificada o fenómeno de produção de energia verificado nas células FV quando expostas à radiação solar é devido em grande parte à sua construção e ocorre nesta do seguinte modo:

- A energia dos fótons da radiação solar excita os eletrões da célula FV, dando-lhes o potencial (tensão) para se moverem.
- Quando as células FV são ligadas a uma carga, os eletrões excitados começam a movimentar-se (fluxo de corrente) a partir da zona tipo n para a zona tipo p, realizando trabalho útil ao longo do percurso.
- Os eletrões que estão na zona tipo p, recombina-se com as lacunas (espaços vazios).
- Como a radiação continua a incidir na célula FV e mais eletrões são enviados pelo circuito, os eletrões são forçados a partir da zona tipo p de volta à zona tipo n através da junção p-n para continuar o processo [9] .

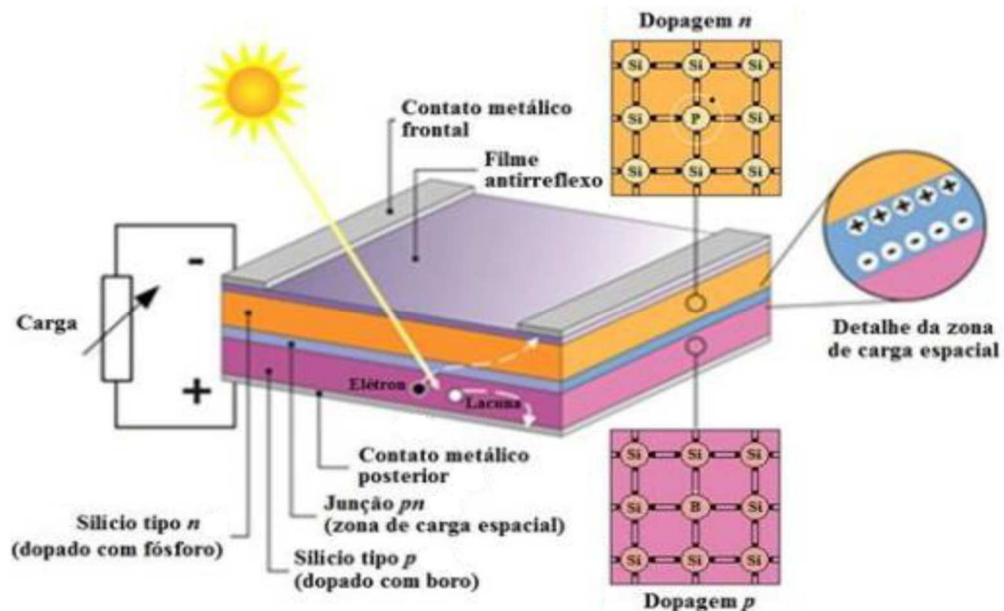


Figura 2.8 – Efeito FV na junção p-n de um silício [10] .

2.2.3. Efeito fotovoltaico

A energia solar é obtida por meio da conversão da radiação solar em eletricidade, pelo efeito fotovoltaico (Figura 2.8). O efeito fotovoltaico foi verificado pelo físico francês Edmund Becquerel em 1839, que observou pela primeira vez que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz solar. Mais tarde, em 1876 o mesmo efeito foi observado por, *W.G. Adams e R. E. Day*, que descobriram que o selênio produzia eletricidade quando exposto à incidência da luz. Mas a primeira célula fotovoltaica, só foi desenvolvida a partir do revestimento de uma célula de selênio, com uma fina camada de ouro, por *Charles Fritts*, em 1883 e o seu rendimento era inferior a 1%, no entanto, a completa caracterização e compreensão científica deste fenômeno físico só foi possível após *Max Planck* ter estabelecido a teoria quântica no ano de 1900, bem como, a partir dos trabalhos realizados por *Albert Einstein* em 1905.

No processo de transformação da luz direta em energia elétrica, são utilizados semicondutores como o silício (Si), o arsenieto de gálio (GaAs), o telurieto de cádmio (CdTe) ou o di-selenieto de gálio cobre e índio (CIGS). Para produzir células FV é necessário silício de elevada pureza com uma alta qualidade cristalina [6]

Os materiais semicondutores são caracterizados pela presença de bandas de energia, uma com excesso de elétrons chamada de banda de valência e outra com falta de elétrons chamada de banda de condução. O material semicondutor mais usado numa célula FV é o silício, sendo a célula de silício cristalino a mais comum.

Para entender o funcionamento de uma célula fotovoltaica é necessário saber o que se passa a nível atômico. O átomo de silício caracteriza-se por possuir quatro elétrons na sua camada mais distante, ou seja, possuir quatro elétrons na sua camada de valência, que ao unirem-se aos átomos vizinhos através de ligações covalentes, formam as moléculas dessa substância que apresenta uma distribuição e disposição ordenada e organizada, designada por estrutura cristalina cúbica (Figura 2.9).

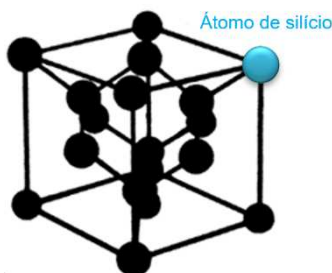


Figura 2.9 – Estrutura cristalina silício.

Mas como o cristal de silício puro não contém elétrons livres este é, portanto, um mau condutor elétrico. Para que passe a material condutor ou neste caso semiconductor (os semicondutores caracterizam-se por possuírem características intermédias funcionando como isolantes ou condutores), as suas propriedades elétricas têm de ser alteradas. Para tal o silício é submetido a um processo de dopagem adicionando-lhe outros elementos químicos, como o fósforo e o boro (Figura 2.10).

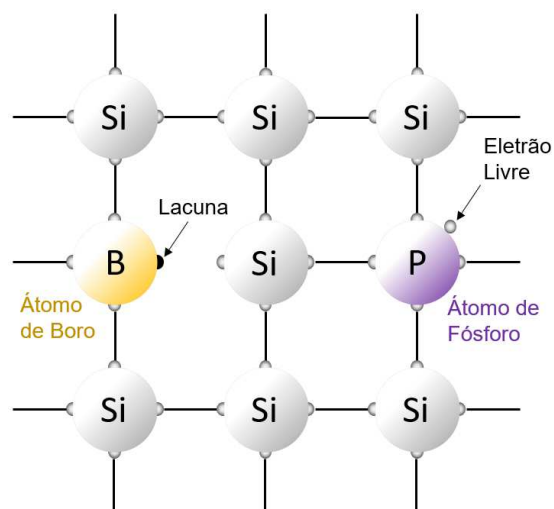


Figura 2.10 – Ligações dos átomos de silício com os de fósforo e boro.

O fósforo é normalmente usado para criar regiões do tipo n. Como o átomo de fósforo possui cinco elétrons na última órbita, quando é associado ao silício, estabelece quatro ligações covalentes com este átomo, ficando com um elétron em excesso. Assim o elemento fósforo é doador de elétrons ou dopante tipo n. Por outro lado, o boro é normalmente usado para criar regiões do tipo p, como o átomo de boro possui apenas três elétrons na última órbita ao associar-se com o átomo de silício forma uma estrutura com falta de elétrons. A ausência de elétrons é designada por lacunas, as quais se comportam como cargas positivas, pelo que, o elemento boro é um elemento receptor de elétrons ou dopante tipo p [11].

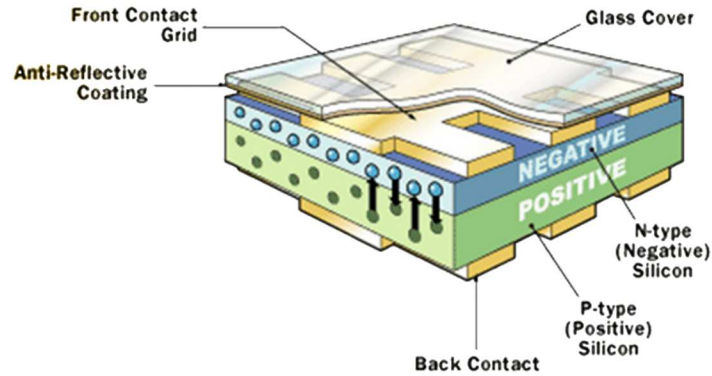


Figura 2.11 – Célula fotovoltaica [11]

Uma célula FV é formada a partir da união de dois semicondutores um dopado tipo p e outro dopado tipo n, a zona de união entre os dois semicondutores é chamada de junção p-n e se os materiais semicondutores forem iguais (por exemplo: silício), esta é designada de homojunção. Na junção p-n os elétrons livres em excesso do lado n, vão migrar e recombinar-se com as lacunas livres em excesso do lado p (este movimento dá origem ao transporte de cargas negativas no sentido n-p e ao deslocamento de lacunas no sentido p-n, em que ao longo da zona de interseção p-n é criado um tráfego constante de elétrons livres, ficando o cristal silício-fósforo positivo e o silício-boro-negativo nessa zona), dando origem a uma região de transição, onde é criada uma barreira de potencial interna, com determinado campo elétrico que garante o equilíbrio entre os dois lados.

Quando uma célula fotovoltaica (Figura 2.11) é exposta à luz os fótons são absorvidos pelos elétrons. Por conseguinte, quando a junção p-n é exposta a fótons com energia suficiente a ligação entre os elétrons é quebrada dando origem à geração de pares elétrons-lacunas na banda proibida, este fenómeno leva os elétrons e lacunas a deslocarem-se para fora da região de transição, aumentando a concentração de elétrons na região n e lacunas na região p, produzindo uma diferença de potencial exterior entre os materiais semicondutores a partir do qual será possível criar uma corrente elétrica [3] [12] [13] .

2.2.4. Tipo de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas fabricadas na atualidade, são na sua grande maioria (como já referido anteriormente), construídas a partir do uso do silício (Si), podendo ser agrupadas em três tipos de configurações: monocristalino, policristalino e película fina (*thin layer cells*) de acordo com o tipo de células identificadas na Figura 2.12. Na Figura 2.13 apresentam-se as células fotovoltaicas por tipo de material.

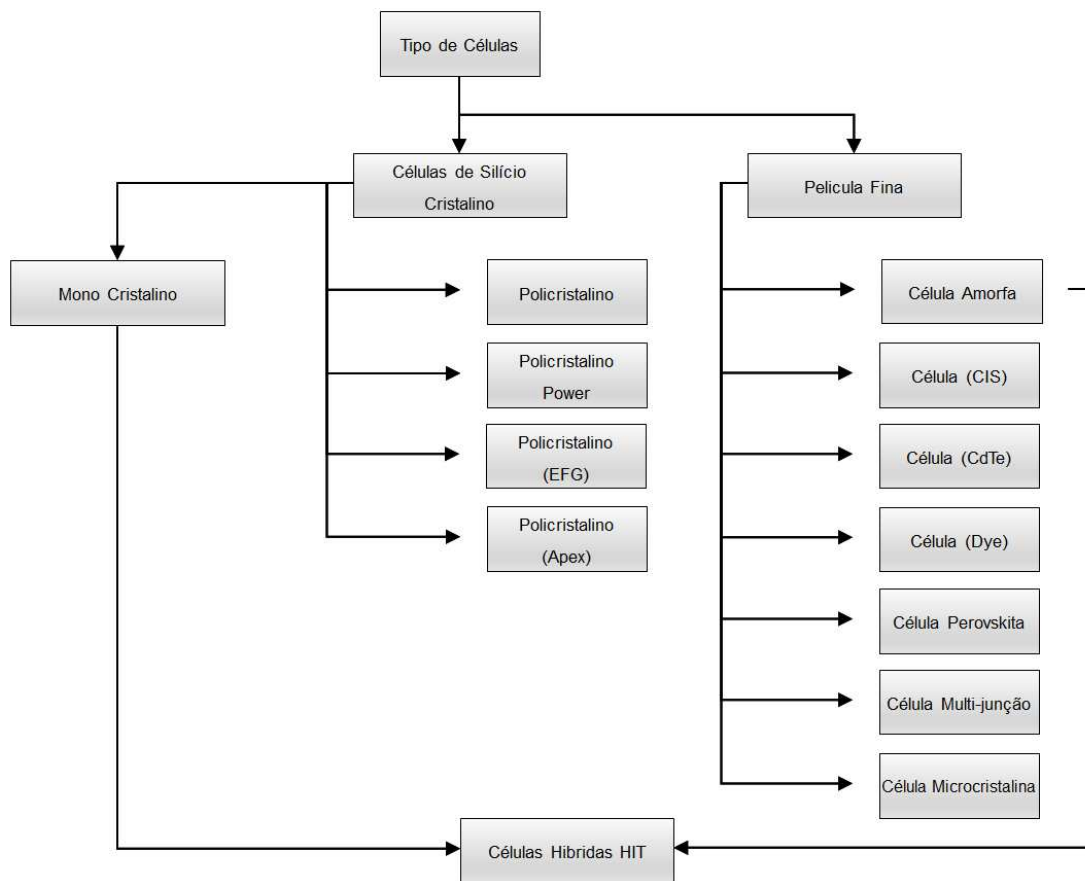


Figura 2.12 – Tipo de células fotovoltaicas [6].

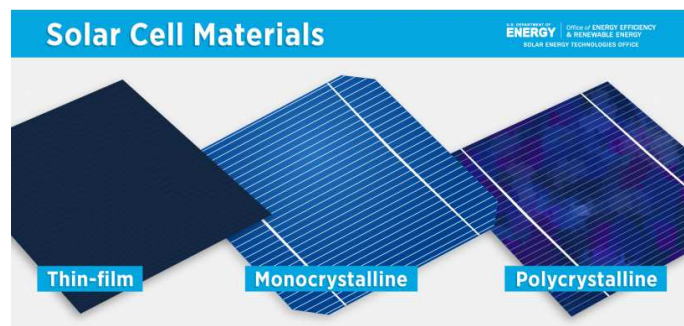


Figura 2.13 – Células FV por tipo de material [14]

CÉLULA MONOCRISTALINA DE SILÍCIO

Silício monocristalino (c-Si): Os painéis fotovoltaicos baseados nesta tecnologia apresentam tipicamente eficiências entre 16% a 19% (podendo chegar a cerca de 23% em laboratório). São utilizados em praticamente todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência. Têm como desvantagem a complexidade tecnológica na sua produção que reside no facto de necessitarem de uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura cristal perfeita, além de uma grande quantidade de desperdício na sua produção [6] [15] .

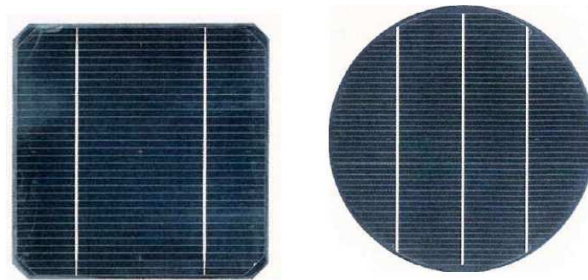


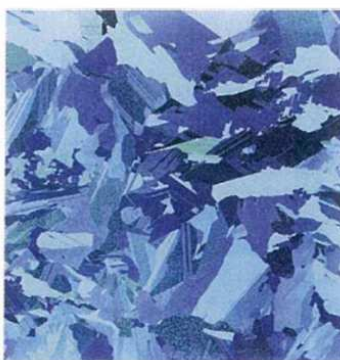
Figura 2.14 – Célula monocristalina [6] .

CÉLULA POLICRISTALINA DE SILÍCIO

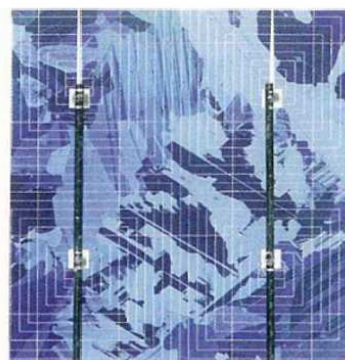
Silício policristalino (p-Si): Os painéis fotovoltaicos baseados nesta tecnologia apresentam tipicamente uma eficiência entre os 13% e os 16% (podendo chegar até cerca de 18% em laboratório), sendo o seu processo de fabrico menos exigente que o utilizado no silício monocristalino e por conseguinte são uma alternativa mais económica, mas menos eficiente.



Wafer policristalino sem revestimento anti-reflexão



Wafer policristalino com revestimento anti-reflexão



Wafer policristalino com revestimento anti-reflexão e grelha de linhas de contatos

Figura 2.15 – Célula policristalina [6]

Nesta tecnologia tem-se realizado trabalhos para produzir células cada vez mais finas. A principal dificuldade está em imprimir os contatos, pois a pasta tem um coeficiente de expansão térmica diferente da do silício e as células deformam-se quando os contatos são aquecidos. Com a atual tecnologia, o limite está em torno de 0,1 mm, uma vez que as *wafers* policristalinas (Figura 2.15)

se tornam cada vez mais instáveis a partir desse limite, provocada pela respectiva diminuição na redução da espessura. O Silício Monocristalino, por outro lado, não é tão propenso a quebrar, uma vez que as *wafers* se tornam flexível por volta de 0,08 mm [6] .

Outra área de interesse tem sido as células transparentes, o fabricante Sunways apresenta dois tipos de células transparentes. As células POWER, são células policristalinas produzidas por fundição de lingotes, as quais são submetidas a um processo estrutural mecânico, que consiste, na execução de sulcos polidos com uma fresa a trabalhar a elevada rotação, em ambas as faces do *wafer*². A direção dos sulcos está rodada 90º em relação a cada uma das faces. Por sua vez são criados orifícios microscópicos na interseção dos sulcos de ambas as faces, onde vão aparecer pequenos furos, por onde passa a luz e simultaneamente lhe é atribuída a transparência. Dependendo do tamanho do furo a transparência pode variar entre 0 e 30 por cento. O outro tipo de célula transparente, monocristalina ou policristalina, também apresenta furos, mas neste caso, os furos são executados a laser e tanto podem ser quadrados, redondos ou de outro forma geométrico de acordo com os requisitos do cliente.

Praticamente desde o início da fabricação das células baseadas em silício cristalino, que tem existido interesse em reduzir o desperdício de silício (nomeadamente pó de silício e sobras dos cortes para obter os formatos normalizados das pastilhas de silício), a partir de um processo produtivo alternativo que não exigisse o corte dos lingotes de silício. Assim, para reduzir a perda de material e aumentar a utilização deste, têm sido utilizados processos produtivos de estiramento por fita, em que os filmes são puxados diretamente para fora do silício derretido.

Neste processo de fabrico, as fitas de silício já têm a espessura dos futuros *wafer*, sendo apenas necessário cortar (normalmente a laser) a superfície plana em pequenos pedaços (formatos normalizados das pastilhas de silício, quadrados ou hexagonais). Sendo três as tecnologias incorporadas na fase de produção que são usadas na fabricação deste tipo de painéis FV, o processo APex, o processo *String Ribbon* e o processo *Edge-Defined-Film-Fed-Growth (EFG)* [6] .

² Definição de *wafer*: Elementos e compostos químicos impurificados (dopados), próprios para a utilização em eletrónica, em forma de disco, lingotes, plaquetas ou formas análogas.

CÉLULA DE “FILME FINO” DE SILÍCIO

Células de Película fina: Uma das grandes vantagens das células de película fina reside no facto, destas células no seu processo de fabrico apenas requererem temperaturas situadas entre 200°C e 500°C. Em contrapartida, as células de silício cristalino necessitam de temperaturas de fabrico que vão até 1500°C. Estas células são formadas por películas muito finas (*thin film*) e por conseguinte leves, pelo que são aplicadas (os métodos utilizados incluem disposição por vaporização, processos de disposição catódica e banhos eletrolíticos) sobre substratos rígidos de baixo custo normalmente de vidro ou cerâmica. Devido a esta característica, é possível com este tipo de tecnologia que as células sejam incorporadas na construção de diversos materiais, como por exemplo nas fachadas dos edifícios, possibilitando o aproveitamento da radiação solar com vista à produção de energia elétrica.

Outra das características destas películas é a sua elevada absorção luminosa, na medida em que uma camada com uma espessura menor que 1 μm é teoricamente, suficiente para converter a luz solar. Estes materiais são mais tolerantes à contaminação de átomos estranhos. A principal tecnologia é a do silício amorfo³, pois não possui uma estrutura cristalina mas uma rede irregular.

Embora apresente eficiências muito mais baixas do que as células de silício de base cristalina, na ordem dos 8% a 10%, o seu fabrico é mais barato e funciona com uma gama de luminosidade mais alargada, podendo ser utilizada em dispositivos eletrónicos de dimensões reduzidas (calculadoras, etc.) apenas com iluminação difusa, em interiores.

A principal desvantagem do silício amorfo tal como já referido, está na sua baixa eficiência, que diminui ainda mais durante os primeiros 6 a 12 meses de operação, devido à degradação induzida

³ Definição de amorfo: Sem forma - As células de silício amorfo diferem das demais estruturas cristalinas, por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos.

pela luz (através do efeito *Staebler-Wronski*⁴), antes de se estabilizar e alcançar a potência nominal de operação [15] reduzindo assim a eficiência ao longo da sua vida útil.

Além das células de silício amorfo encontramos outro tipo de células de película fina mas na generalidade, estas são caracterizadas por utilizar no seu fabrico material perigoso e/ou tóxico, como é o caso das células de di-selenieto de cobre e índio (CIS) e de telurieto de cádmio (*CdTe*) [6] [15] .

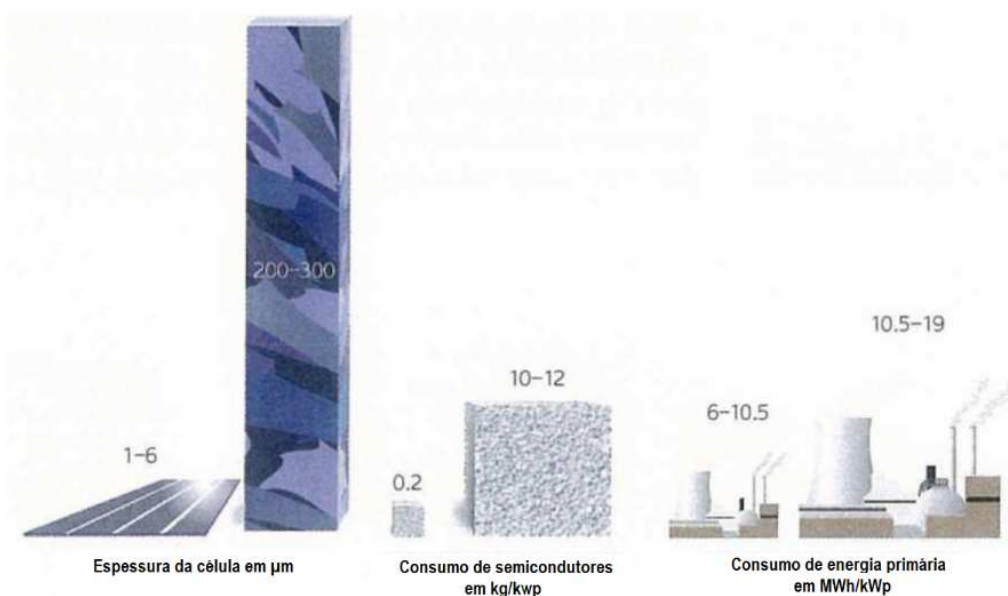


Figura 2.16 – Comparação entre células de filme fino (esq.) e silício (dir.) [6]

Quando comparada com a tecnologia de produção de silício cristalino, esta tecnologia permite obter um baixo consumo de material e energia (

Figura 2.16). Além de ser de produção simples e barata, permite fabricar células com grandes áreas, bem como, ter elevada capacidade de produção automatizada em larga escala, oferecendo deste modo um potencial considerável para a redução dos custos da produção [15] .

⁴ Definição de efeito Staebler-Wronski: Em 1977 David Staebler e Christopher Wronski descobriram que as células de silício amorfo hidrogenadas, quando expostas à radiação luminosa, sofrem alterações na sua estrutura, resultando na criação de defeitos, conhecidos como ligações pendentes, fenómeno este que reduz a eficiência da célula.

NOVOS CONCEITOS E CÉLULAS (TECNOLOGIAS EMERGENTES)

Tecnologia emergente: São várias as tecnologias aplicadas no estudo e desenvolvimento de novas células FV, sendo que estas prometem elevadas eficiências e custos muito mais baixos. Entre estas células são de salientar as tecnologias nanocristalinas sensibilizadas com colorantes, microcristalinas, micromorfos e híbridas (células solares HIT) [6] [15] .

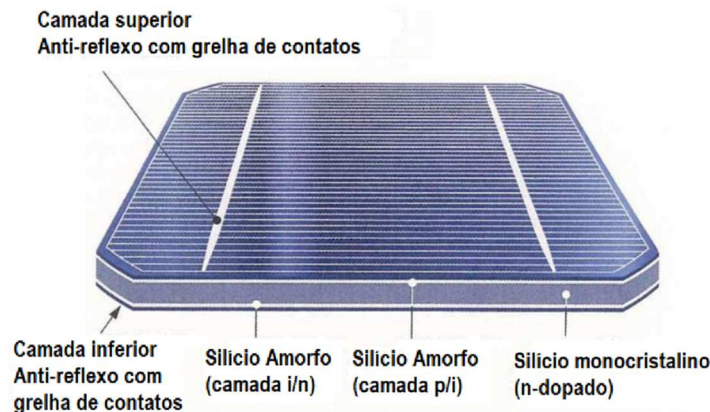


Figura 2.17 – Estrutura de camadas de uma célula híbrida HIT [6] .

CÉLULA HÍBRIDA HIT

A célula solar HIT (Figura 2.17) é uma combinação de uma célula solar cristalina e uma célula solar de película fina. HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*) refere-se à estrutura destas células solares híbridas. Esta é formada por silício cristalino e amorfo que está ligado a uma película fina adicional não dopada (camada fina intrínseca). Um disco (*wafer*) monocristalino forma o núcleo da célula HIT e é revestido em ambos os lados por uma fina camada de silício amorfo (a-Si). Entre ambas uma camada intermediária, camada "*i-layer*" ultrafina não dopada (intrínseca) feita de silício amorfo liga o *wafer* monocristalino com cada camada de silício amorfo. Uma camada de a-Si dopada com impurezas do tipo p (p-dopada) é depositada na parte frontal, que forma a junção p-n com o *wafer* monocristalino dopado com impurezas do tipo n (n-dopado).

Ao passo que nas células solares convencionais de silício, o material semiconductor é dopado de forma diferente, ou seja, tipo p e tipo n, para criar uma junção p-n, nas células solares HIT isso acontece entre dois semicondutores de estrutura diferente. Tal é conhecido como uma heterojunção. A camada amorfa p/i e o *wafer* n-dopado criam uma estrutura p-i-n com as células amorfas de filme fino. A parte posterior do *wafer* é revestido com silício amorfo altamente dopado-n para prevenir a recombinação de portadores de carga livre no elétrodo posterior. Nas células da superfície, um revestimento anti-reflexo e a textura do próprio *wafer* minimizam as perdas de reflexão.

Não há deterioração da eficiência como resultado do fenômeno de envelhecimento induzido pela luz, que é característico das células amorfas de película fina. Em comparação com as células solares cristalinas, a célula HIT distingue-se por rendimentos maiores de energia em temperaturas mais altas e a utilização de um espectro mais alargado. Aqui, para cada aumento de um grau Celsius de temperatura, o desempenho piora em apenas 0,33 por cento em comparação com os 0,45 por cento para o silício cristalino. A tecnologia HIT permite economizar energia e material na fabricação da célula. A temperatura de deposição necessária para a sua produção é de apenas 200°C. Isso significa que os *wafers* são expostos a uma menor carga térmica e podem ser reduzidos a uma espessura de cerca de 0,2 mm.

Resultados operacionais dos módulos HIT, estão agora disponíveis e são muito interessantes. Quando em operação um sistema fotovoltaico com módulos HIT, obtém um rendimento anual adicional de 7 por cento em comparação direta com módulos policristalinos [6] .

CÉLULA ORGÂNICA

Ainda em fase de desenvolvimento, as células nanocristalinas e orgânicas, permitem a formação de películas finas aplicadas sobre substratos flexíveis ou mesmo sob a forma de tintas [6] [15] .



Figura 2.18 – Célula fotovoltaica orgânica [16]

Constituídas por compostos orgânicos semicondutores, as células orgânicas (Figura 2.18) são, em consequência do seu baixo custo de produção, a tecnologia de conversão fotovoltaica mais promissora. Das experiências laboratoriais verifica-se que o rendimento elétrico é de cerca de 5%, contudo durante a próxima década, prevê-se que esta tecnologia possa atingir rendimentos na ordem dos 10% a 15% [6] [15] [16] .

DYE – SENSITIZED CELL

A DYE-Sensitized Cell (célula sensibilizada com colorante) surgiu em 1991, por um grupo de investigação na Suíça, do Instituto Federal de Tecnologia, sob a orientação do professor Michael Grätzel. Este desenvolveu uma célula fotovoltaica baseada num corante sintético que transforma uma grande parte da energia solar em energia elétrica. Este tipo de célula tem a particularidade de em vez de funcionar com base numa junção p-n de um semiconductor, funciona absorvendo a luz a partir de um corante orgânico (DYE) semelhante à forma como as plantas usam a clorofila para capturar energia da luz solar a partir da fotossíntese. Na Figura 2.19 apresenta-se um painel fotovoltaico com tecnologia DYE.



Figura 2.19 – Primeiro módulo DYE comercializado [6]

CÉLULA SOLAR PEROVSKITA

A perovskita foi descoberta por Gustav Rose em 1839, sendo que as perovskitas compreendem uma classe de materiais com características únicas. O termo perovskita é usado para fazer referência a um grande grupo composto com uma estrutura cristalina que se assemelha à estrutura do mineral perovskita titanato de cálcio (CaTiO_3). A sua fórmula geral é ABX_3 , em que A e B são catiões, e X são aniões, sendo este último geralmente os iões de óxido O^{2-} , ou iões haleto (Cl^- , Br^- , F^-). A estrutura cristalina da perovskita (Figura 2.20) é idealmente cúbica em que um dos átomos, A, fica nos vértices do cubo, o B no centro e o X no centro de cada face do cubo. Esta é uma estrutura conhecida e usada em vários dispositivos, mas aplicado às células solares é relativamente recente.

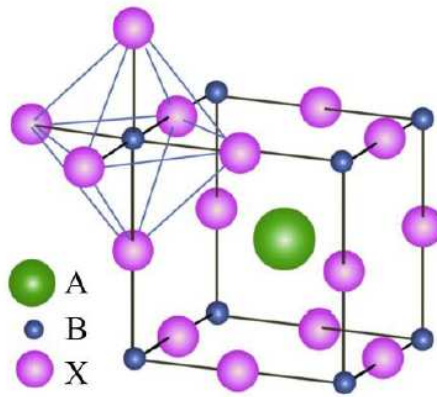


Figura 2.20 –Estrutura do cristal ABX_3 [17]

Apesar da estrutura básica ser simples, existe um grande número de variações estruturais entre elas, pois as posições A e B podem acomodar diversos elementos na tabela periódica, como pode ser observado na Figura 2.21.

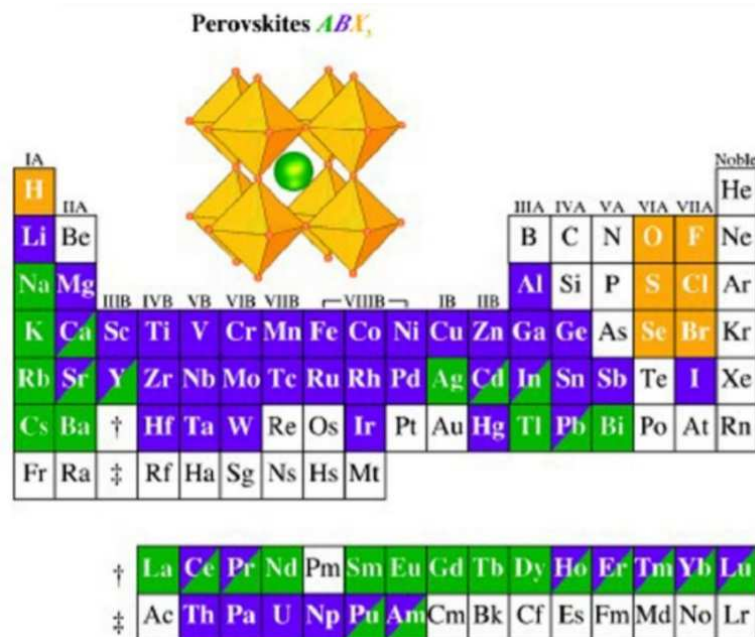


Figura 2.21 – Elementos possíveis na estrutura ABX_3 na tabela periódica [18]

Estas novas células solares vieram chamar a atenção da comunidade científica. Os materiais da família da perovskita apresentam múltiplas propriedades elétricas, incluindo; semicondutoras, supercondutoras, piezoelétricas e termoelétricas, dependendo do tipo do material utilizado.

Em 2009 o desenvolvimento tecnológico das células solares de Perovskitas (PSCs) apresentava uma eficiência de apenas 3.8%, contrastando com os atuais 25.5%. No caso das células de silício foram necessários perto de 50 anos para conseguir uma eficiência equivalente (26.1%).

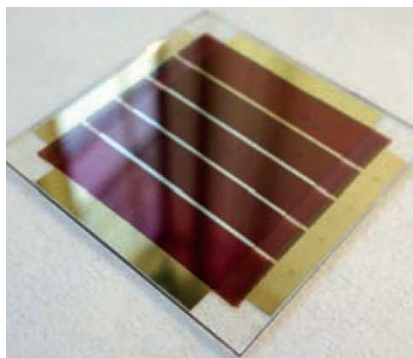


Figura 2.22 – Célula solar de perovskita [16] .

As células solares de perovskitas (Figura 2.22) têm várias vantagens nomeadamente ao nível da produção, por utilizar uma tecnologia mais simples e de fácil adaptação à produção em larga escala, como impressão, spray ou revestimento por imersão de materiais, além de tratamentos térmicos a baixas temperaturas (200°C, em oposição às temperaturas superiores a 1000°C utilizadas na fabricação das células de silício). Como permitem baixas temperaturas, podem facilmente ser integrados em vários produtos podendo inclusive ser flexíveis. Como são semi-transparentes podem ser aplicados em superfícies de outros materiais, como janelas, fachadas de edifícios, veículos, mobiliários e equipamentos de desporto como mochilas ou tendas. No entanto as células de perovskitas apresentam também desvantagens, nomeadamente a existência de chumbo (produto considerado tóxico e proibido na União Europeia) no centro da estrutura que é o elemento que permite obter os tais valores de eficiência, como também, a degradação e perda de eficiência com o passar do tempo, especialmente no exterior, provocada pela molécula presente nos vértices do cubo, um cátion de metilamónio (CH_3NH_3^+), que se torna instável em ambientes húmidos e/ou com temperaturas acima de 80°C [17] [18] .

CÉLULA MULTI-JUNÇÃO COM CONCENTRADOR

Os chamados semicondutores III-V, como o arsenieto de gálio (GaAs), arsenieto de gálio e índio (InGaAs), índio fosfeto de gálio (InGaP) ou germânio, que consistem em elementos do Grupo III e Grupo V na tabela periódica, são os elementos mais complexos e dispendiosos, mas os que permitem a produção de células solares de elevada eficiência [19] .

Neste caso, várias células solares feitas de diferentes materiais e otimizadas para diferentes intervalos do espectro solar são sobrepostas umas sobre as outras, conhecido como células multi-junção (Figura 2.23). Mas uma vez que essas células são extremamente dispendiosas, por vezes

são utilizadas lentes de baixo custo para receber a luz solar numa área de recepção maior e concentrá-la em pequenas células, que muitas vezes correspondem apenas a alguns milímetros quadrados e têm eficiências com a luz concentrada em mais de 30 por cento. O atual recorde de eficiência para estas células é de 47 por cento [20] .

Ao produzirem-se células solares que assimilem quatro ou cinco camadas, isto poderá aumentar a eficiência de tal forma que se aproxime de 50 por cento num futuro próximo [6] .

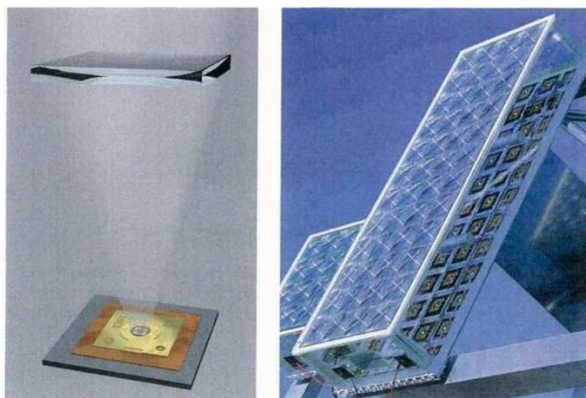


Figura 2.23 – Célula solar com lente [6] .

2.2.5. Resumo das tecnologias de Células Solares

Valores máximos de eficiência das células e módulos por tipo de tecnologia, testados em laboratório são sumariamente descritos e comparados no gráfico da Figura 2.24:

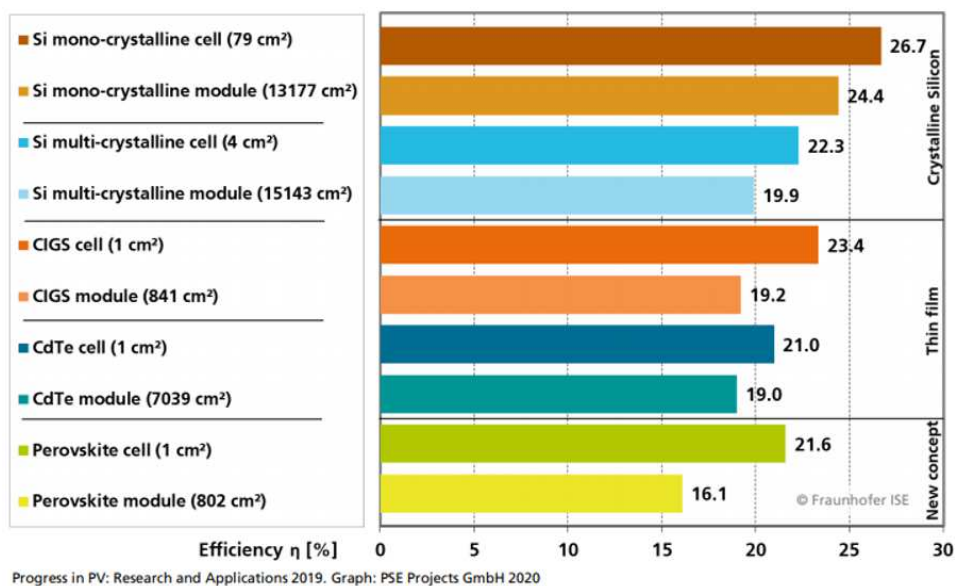


Figura 2.24 – Eficiência dos módulos e células por tecnologia [16]

A produção anual de módulos fotovoltaicos por tipo de tecnologia, é um bom indicador da aplicabilidade e uso concreto dessa tecnologia por parte do utilizador (mercado). O crescimento tem sido exponencial e em 2020 verificou-se uma produção total mundial de módulos fotovoltaicos correspondente a 151 GWp (Figura 2.25). A tecnologia predominante de utilização na atualidade dos módulos FV é o substrato rígido (*wafer base*). Por comparação é possível verificar uma diminuição de produção da tecnologia policristalina e em contrapartida um aumento da tecnologia monocristalina. Por sua vez a tecnologia de filme fino continua em crescimentos, mas sem grande expressão quantitativa comparativamente às restantes tecnologias.

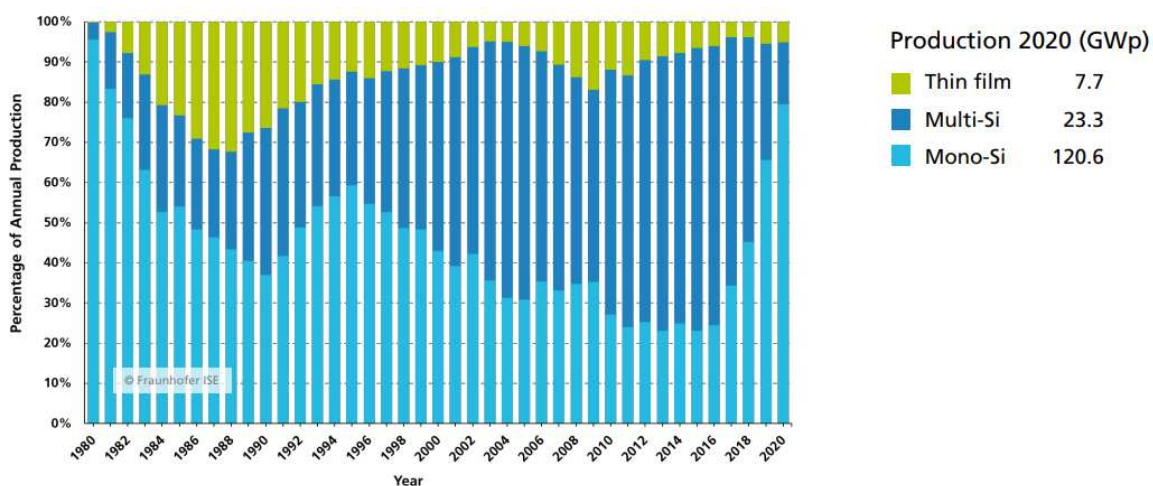


Figura 2.25 – Produção anual de painéis FV [16]

A evolução do desempenho e empenho na investigação das diversas tecnologias das células fotovoltaicas desde 1975, até à atualidade, é apresentado no gráfico da Figura 2.26. Através desta figura é possível observar o surgimento de determinadas tecnologias, a sua continuidade e respetivo ganho de eficiência ao longo do tempo. Como se pode observar a célula mais eficiente corresponde a uma solução com concentrador e multijunção com uma eficiência em laboratório de 47,1% (NREL).

De forma análoga, a tecnologia com o crescimento mais acentuado corresponde às tecnologias emergentes que têm aparecido como uma tendência, bem demarcada, sendo os materiais mais utilizados as células com bases orgânicas e a perovskita. Esta tecnologia começou a ser avaliada no início do século XXI e na atualidade é possível obter com a mesma, valores de eficiência perto dos 30% (Perovskita Oxford PV).

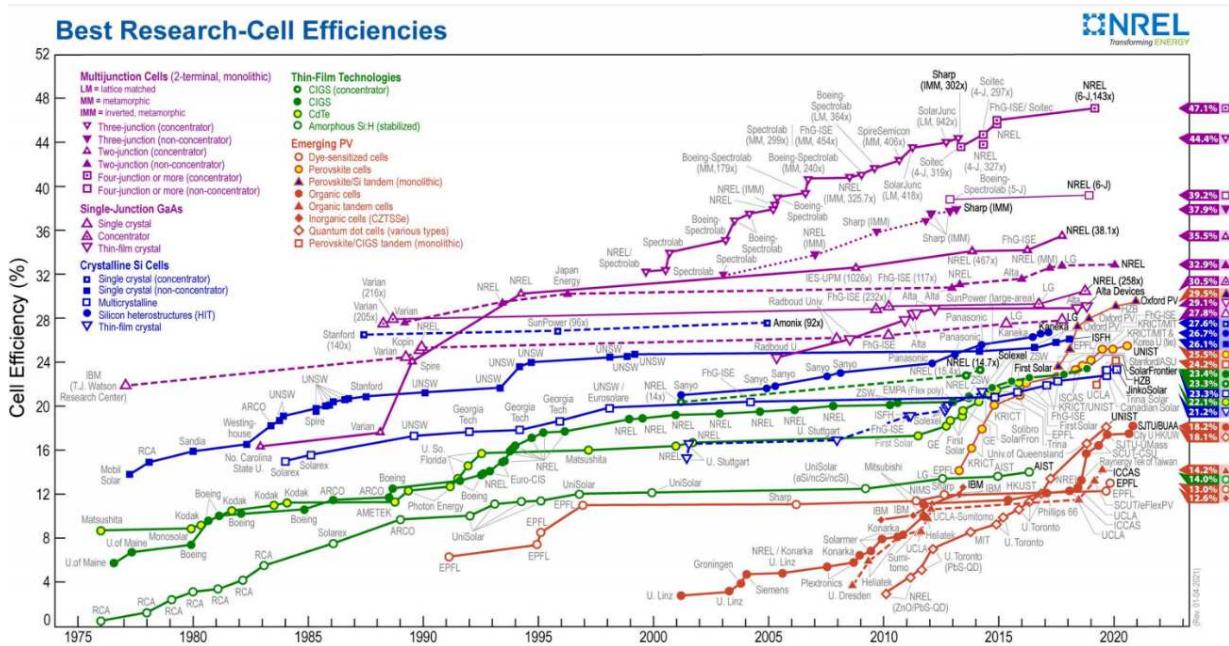


Figura 2.26 – Eficiência das células FV por tecnologia [20].

Por fim, é mostrado na Figura 2.27 um gráfico com os painéis fotovoltaicos campeões de eficiência fabricados por diversas empresas a nível mundial, sendo os módulos com tecnologia multi-junção os que apresentam os melhores resultados claramente destacados das restantes tecnologias, sendo as matérias de base para o seu fabrico as soluções híbridas e GaAs III-IV (arsenieto de gálio), com valores de eficiência entre 31% e 40%. Os painéis fotovoltaicos de perovskita por seu lado como já abordado anteriormente destacam-se pelo rápido amadurecimento, pela obtenção de níveis de eficiência muito promissores, com as vantagens de poder ser integrado em diversos materiais e baixo custo de produção.

Champion Module Efficiencies

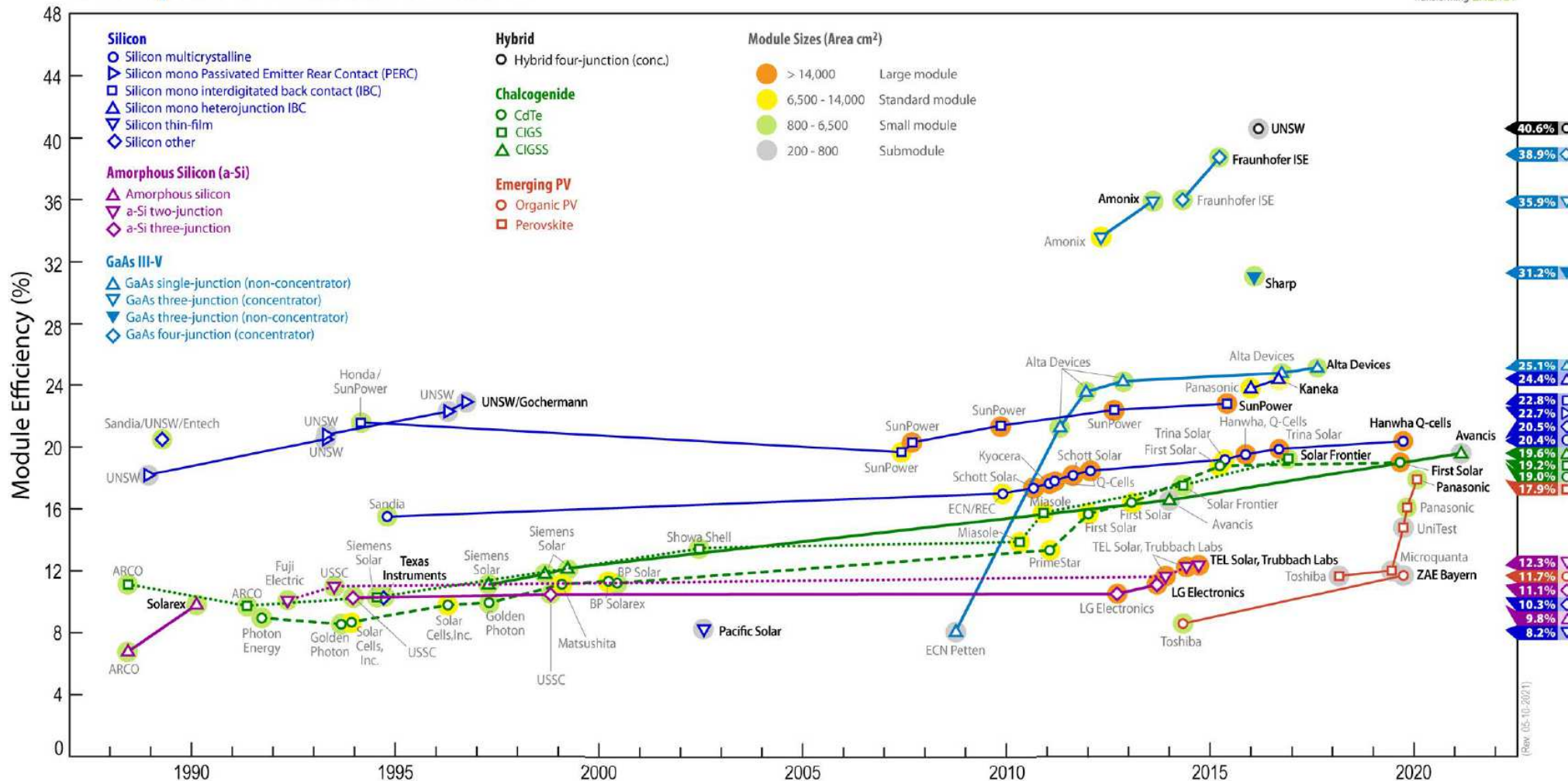


Figura 2.27 – Eficiência dos painéis FV campeões [20].

2.2.6. Células e módulos fotovoltaicos

A utilização de energia fotovoltaica em instalações exige que o fornecimento de energia seja realizado com tensões e correntes superiores aos que podem ser fornecidas por uma única célula FV. Por exemplo, para uma célula com uma área de aproximadamente 100 cm^2 e total exposição solar, os valores de corrente e tensão são tipicamente em torno de 3 A e 0,5 V respectivamente [21]. Assim para que seja possível a utilização de células em casos reais é necessário que estas sejam associadas em série e/ou paralelo de modo a obter a tensão, corrente e potências desejadas, para a aplicação a que se destinam. A Figura 2.28 ilustra um módulo FV com 36 células ligadas em série.

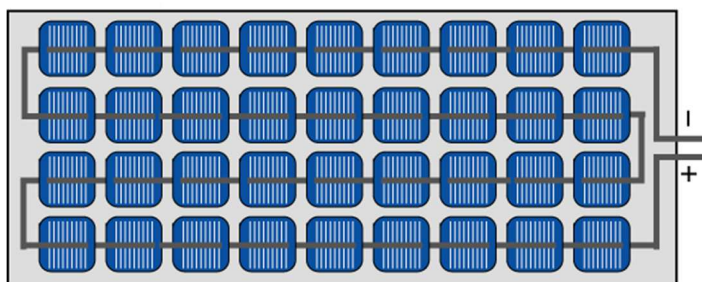


Figura 2.28 – Ligação em série das células num módulo FV [14]

A interligação de células entre si numa estrutura modular, formam um módulo e um conjunto de módulos ligados entre si formam um sistema fotovoltaico ou matriz (*photovoltaic array*), Figura 2.29.

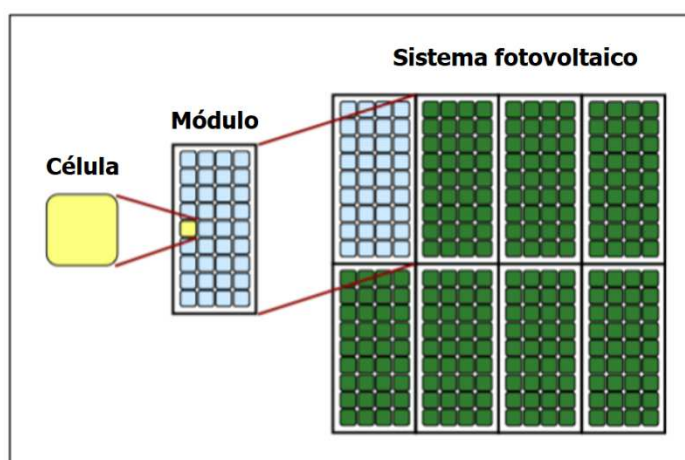


Figura 2.29 – Agrupamento: Célula → Módulo → Sistema FV [22]

2.2.7. Encapsulamento da célula

As células FV são montadas e ligadas entre si numa estrutura em alumínio, facilmente transportável, de fácil instalação e projetada para resistir a esforços mecânicos provenientes de situações climáticas adversas, nomeadamente, grandes oscilações de temperatura, vento, humidade, neve, chuva, etc. Sendo a sua estrutura ilustrada na Figura 2.30 [23]

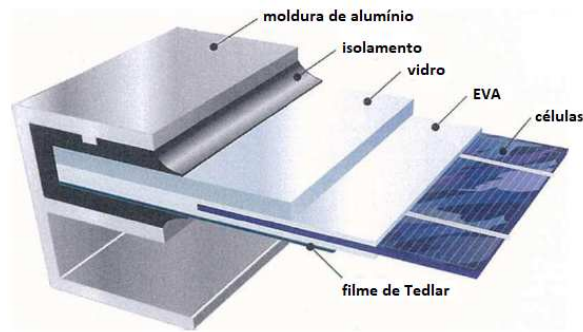


Figura 2.30 – Constituição de um módulo FV [6]

2.2.8. Associação de módulos serie e paralelo

O arranjo (topologias) de módulos fotovoltaicos do mesmo tipo pode ser realizado pelo estabelecimento de ligações em série, paralelo ou mista, obtendo-se assim um aumento de potência, de modo a atender às exigências de corrente e tensão para determinada carga, que venha a ser ligada ao arranjo FV (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 – Tipo de ligações entre células.

Tipo de Ligação	Série	Paralelo	Mista
Configuração			
Tensão	$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$	$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$	$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$
Corrente	$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$	$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$	$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$

2.2.9. Tipologias de ligação à rede elétrica

Como já foi referido anteriormente os módulos FV, podem ser arrançados em diferentes configurações que condicionam diretamente a tipologia e estrutura do conversor eletrónico, sendo que por norma, este dispositivo inclui um conversor CC/CC e como normalmente o sistema de produção fotovoltaico é ligado à rede, também vai precisar de um conversor CC/CA. A combinação de ambos os tipos de dispositivos, painéis e conversores, determinam o custo, operação e eficiência de todo o sistema fotovoltaico. As tipologias mais comuns de ligação à rede (Figura 2.31) são as seguintes:

- Configuração Centralizada.
- Configuração em cadeia (*string*).
- Configuração Muticadeia (*Multistring*).
- Configuração Módulos CA.
- Configuração Modular.

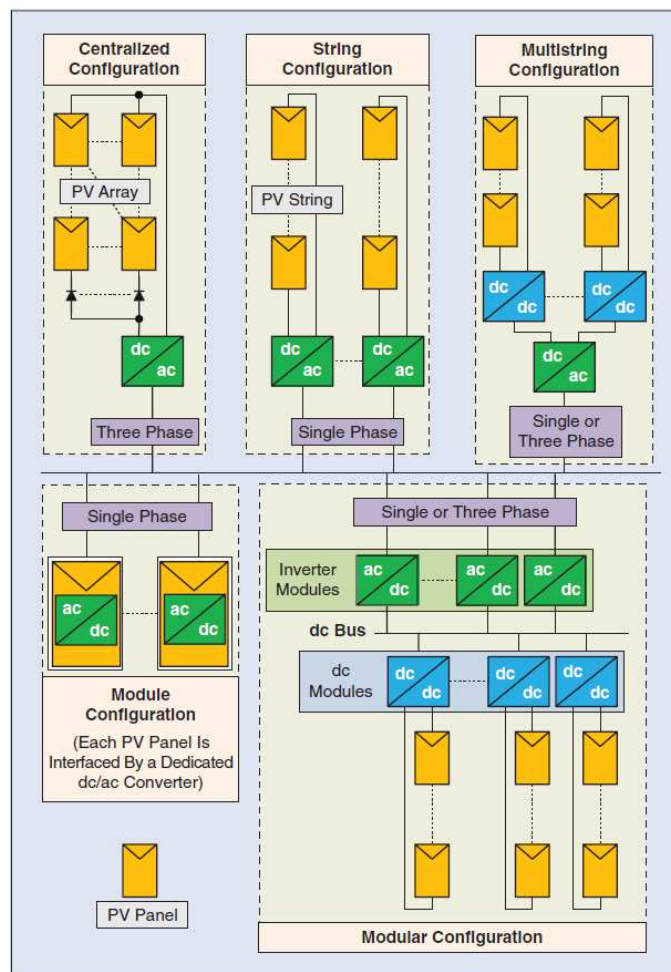


Figura 2.31 – Tipologias de ligação à rede [24] .

Capítulo 3

Algoritmos MPPT/GMPPT

Neste capítulo será feita uma descrição das técnicas usadas para extrair dos módulos fotovoltaicos a máxima potência possível, considerando condições normais de funcionamento, bem como, considerando condições de radiação solar não uniformes, provocadas por vários fatores que levam ao sombreamento dos painéis fotovoltaicos.

3.1. Sistema Fotovoltaico e características elétricas

Em Instalações de sistemas fotovoltaicos é muito importante projetar um sistema solar fotovoltaico para trabalhar nas melhores condições e da forma mais eficiente possível. Quando surgiram as primeiras pesquisas para extrair a máxima potência de um painel fotovoltaico, foram primeiro desenvolvidos sistemas mecânicos que moviam os painéis FV de forma que recebessem a máxima radiação solar. Este era um sistema de seguimento de máxima potência mecânico em função do movimento do planeta. Existem outros tipos de sistemas de seguimento de máxima potência, mas elétricos e em função da irradiação, conhecidos como MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), ou seja, seguidores do máximo ponto de potência. Estes são baseados nas variações de tensão e corrente durante a operação dos sistemas FV, de forma a obter a potência máxima. No caso de se ligar um gerador fotovoltaico a uma carga, este sistema vai trabalhar no ponto de intersecção da curva tensão-corrente com a reta de carga, ponto este que pode estar bastante distante do ponto de potência máximo do sistema. Para resolver esta questão, é possível ligar entre o gerador fotovoltaico e a carga um conversor eletrônico, que pode realizar a procura do ponto máximo de potência, além de outras funções características encontradas nestes conversores. Esse sistema (Figura 3.1) além do conversor eletrônico é normalmente formado pelo gerador FV, pelos sensores, pelo dispositivo de controlo, pelo algoritmo MPPT e pela respetiva carga (*load*).

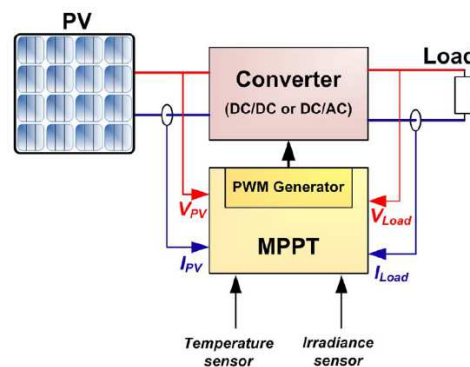


Figura 3.1 – Diagrama de blocos do sistema FV com MPPT [25] .

Por sua vez, o algoritmo MPPT está associado à medida da tensão/corrente da entrada, e por vezes, também às variações climáticas, sendo que irá ajustar o fator de ciclo (*duty cycle*) com o objetivo de reduzir a diferença encontrada, caminhando assim, de forma cíclica, no sentido de chegar ao ponto de máxima potência [25] [26] .

3.1.1. Modulação PWM

A deslocação ou correção do ponto de máxima potência através de um conversor eletrónico, é normalmente realizado por um sinal de controlo modulado com frequência fixa, *PWM* (*Pulse Width Modulation*) (ver Figura 3.2).

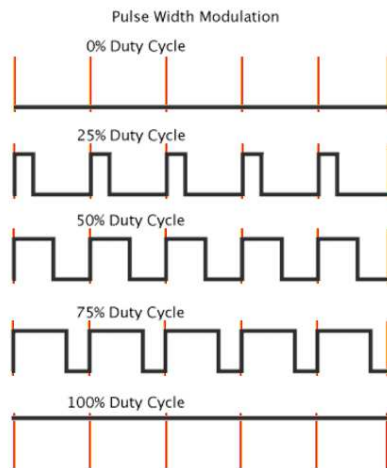


Figura 3.2 – Duty-cycle [19] .

O circuito modulador pode ser implementado através de um circuito muito simples, onde um sinal de referência é comparado por uma onda dente de serra de frequência fixa (Figura 3.3). No caso do sistema fotovoltaico, a referência é gerada a partir do algoritmo MPPT.

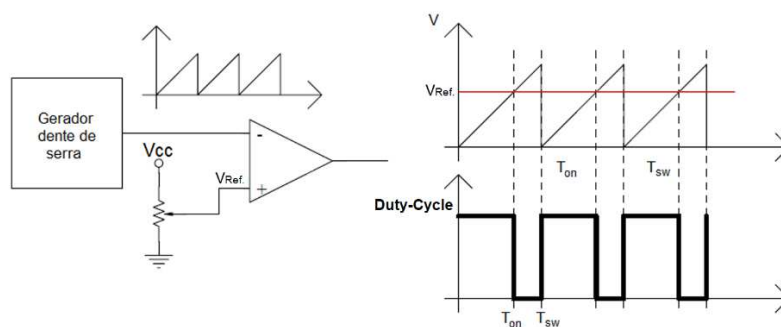


Figura 3.3 – Circuito gerador PWM [6]

3.1.2. Ponto de máxima potência (MPP)

O objetivo da utilização do MPPT é o de garantir que independentemente das condições ambientais (em particular a radiação solar e a temperatura), se consegue obter do sistema fotovoltaico a sua máxima potência. Estes algoritmos MPPT, permitem determinar o ponto de máxima potência em diferentes condições de operação e dessa forma definir o ponto de operação otimizada do sistema fotovoltaico. A definição desse ponto começa normalmente pela determinação do gradiente M da curva característica.

$$M = -\frac{du}{di} = \tan \omega \frac{DU}{DI} \quad (3.1)$$

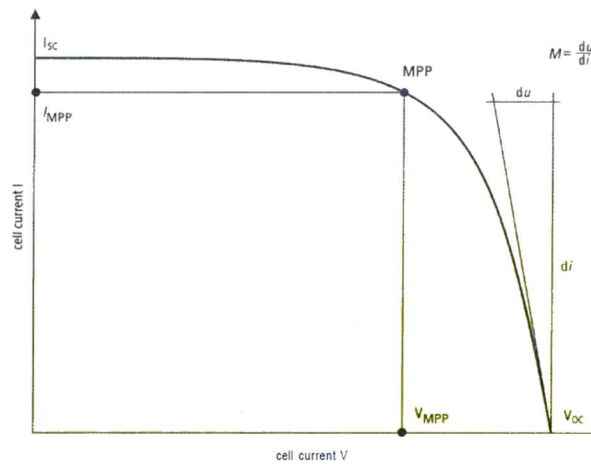


Figura 3.4 – Gradiente M da curva característica I-V da célula [6] .

O ponto MPP (*Maximum Power Point*) é encontrado na curva característica da corrente/tensão (I-V) no ponto onde o gradiente M é igual a um, e o ângulo do gradiente ω igual a 45° . Do ponto de vista matemático, a equação da potência/tensão resulta da segunda derivada da equação da corrente/tensão. No ponto MPP, a potência encontra-se no seu máximo e por conseguinte, o gradiente (Figura 3.4) da curva característica potência/tensão é igual a zero e o ângulo do gradiente é também igual a zero graus (curva a vermelho no gráfico da Figura 3.5).

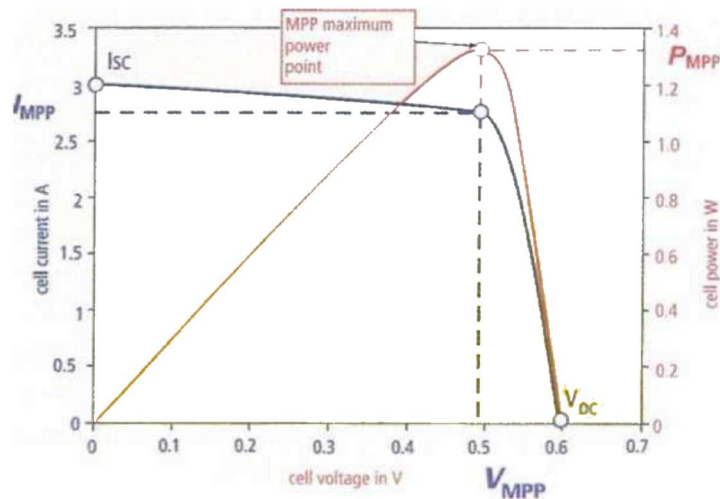


Figura 3.5 – Característica das curvas I-V e P-V numa célula de silício [6] .

3.1.3. Efeitos da irradiância e temperatura

A célula fotovoltaica tem o rendimento máximo quando os raios solares se encontram perpendiculares à superfície. A eficiência de uma célula FV depende não só das condições de irradiância, como também da temperatura. A radiação solar em conjunto com o aumento da temperatura da própria célula influenciam diretamente o comportamento elétrico da célula. Com o aumento da irradiância aumenta a corrente elétrica gerada na célula FV, mas em contrapartida a tensão diminui com o aumento da temperatura e por conseguinte diminui também o valor da potência gerada pelo sistema. Na Figura 3.6 é possível observar as curvas características de um módulo fotovoltaico para as variações de temperatura e irradiância.

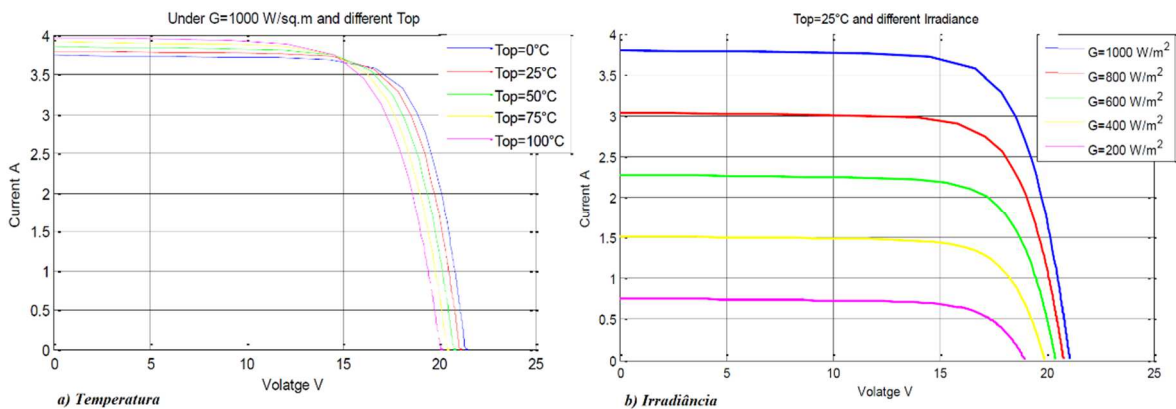


Figura 3.6 – Curvas característica I-V com a temperatura num módulo FV [27]

Com o aumento da radiação solar, verifica-se um aumento do ponto de operação de máxima potência que é produzida e com o aumento da temperatura verifica-se uma diminuição do ponto de operação de máxima potência que é produzida (Figura 3.7).

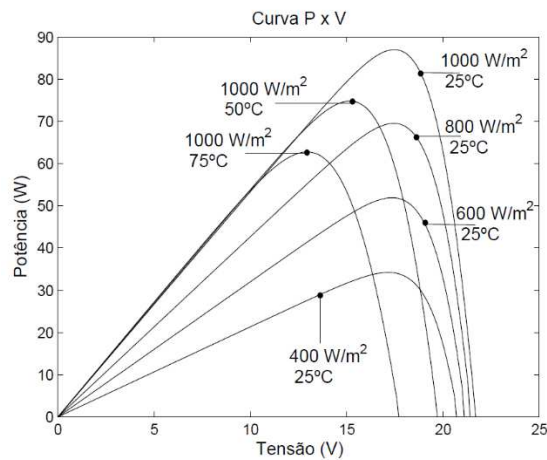


Figura 3.7 – Curvas característica P-V com a temperatura num módulo FV [27] [28] .

Durante o processo de conversão da energia solar em energia elétrica, verifica-se um aumento da temperatura na superfície da célula fotovoltaica, que é dissipada sob a forma de calor.

A temperatura da célula fotovoltaica pode ser estimada utilizando a seguinte equação [29] :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G_c \quad (3.2)$$

onde:

- T_c - Temperatura da célula fotovoltaica [$^{\circ}C$].
- T_a – Temperatura ambiente [$^{\circ}C$].
- G_c – Intensidade da radiação solar na célula [W/m^2].
- NOCT – Temperatura nominal de operação da célula.

3.1.4. Tensão em circuito aberto (V_{oc})

A tensão medida entre o terminal positivo e negativo, sem qualquer carga conectada à célula é denominado de tensão em circuito aberto V_{oc} (*Voltage Open Circuit*). Esta é a máxima tensão que pode ser produzida pela célula. V_{oc} depende da corrente de saturação I_0 , da corrente gerada pela célula I_{ph} e da temperatura T . A tensão em circuito aberto pode ser calculada pela expressão (3.3) [30] .

$$V_{OC} = \frac{K.T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (3.3)$$

3.1.5. Corrente de curto-circuito (I_{SC})

A corrente medida quando a tensão nos terminais da célula FV é nula é o valor da corrente máxima corrente que se pode obter, sendo esta denominada de corrente de curto-circuito I_{SC} (*Current short circuit*) [27]. Esta corrente pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais da célula [30].

3.1.6. Fator de Forma (FF)

O Fator de Forma (FF) caracteriza o desempenho da célula FV e é definido pelo quociente entre a potência máxima (P_{MPP}) que a célula pode fornecer à carga, com a potência no ponto (I_{SC} , V_{OC}), sendo definida pela seguinte equação:

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (3.4)$$

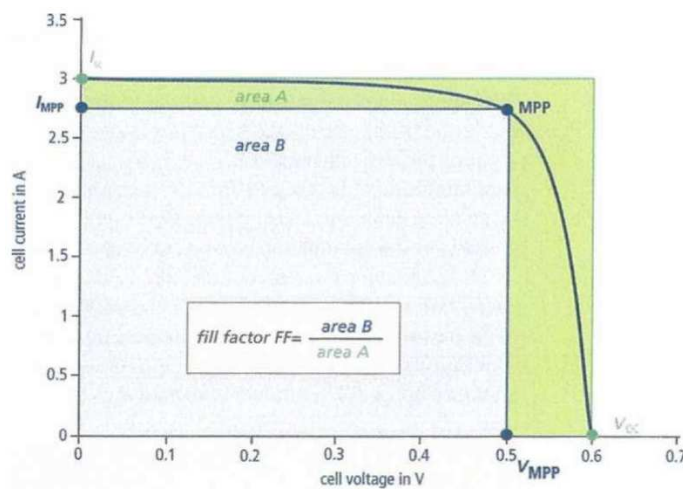


Figura 3.8 – Fator de Forma de uma célula FV [6].

Quanto melhor a qualidade de uma célula, tanto maior o valor da relação entre potências, cujo resultado tenderá para a unidade. O fator de forma (Figura 3.8) é um parâmetro de grande utilidade prática, que varia pouco de um dispositivo para outro e que assume valores que se situam em redor de 0.7 – 0.8 para a grande maioria das células de semicondutores cristalinos.

A partir da potência máxima (P_{MPP}) é também possível determinar a eficiência (3.5) do sistema FV. A eficiência do sistema FV é determinada entre a quantidade de energia que a célula fotovoltaica

consegue converter em energia elétrica e a quantidade de energia que essa célula recebe a partir da radiação solar. Assim sendo a eficiência da célula ou módulo FV é dado por [31] :

$$\eta(\%) = 100 \frac{P_{MPP}}{A \cdot G_c} \quad (3.5)$$

Em que:

- P_{MPP} - é a potência máxima capaz de ser gerada pelo módulo (W).
- A - é a área útil do módulo (m^2).
- G_c - é a irradiância no módulo (W/m^2).

3.1.7. Limite de eficiência de uma célula solar

Em 1961, William Shockley e Hans Queisser preconizaram uma pesquisa [32] , para encontrar a máxima eficiência de uma célula solar com junção p-n (Figura 3.9).

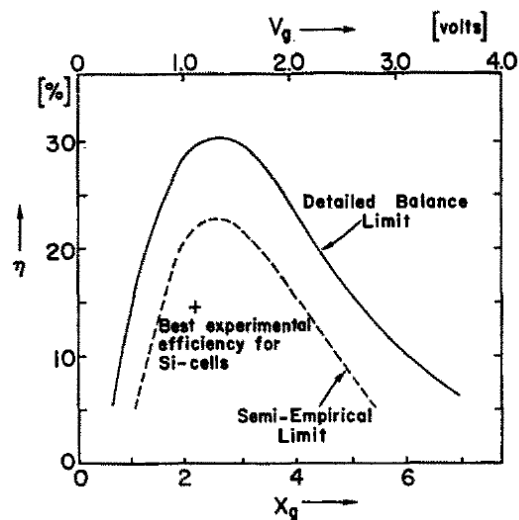


Figura 3.9 –Gráfico do limite de eficiência (η) de uma célula solar [32] .

Na pesquisa a que chamaram “*Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells*”, Shockley e Queisser, fizeram uma abordagem para calcular o limite teórico máximo de eficiência para células solares de junção p-n usando as equações seguintes:

Temperatura da célula Solar (T_c):

$$T_c = \frac{qV_c}{K} \quad (3.6)$$

Onde

- q - é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C).
- K - é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K).
- V_c - é a tensão da célula [V].

Sendo:

$$V_s = \frac{KT_s}{q} \quad (3.7)$$

Onde

- T_s - é a Temperatura do Sol.

Energia da (banda proibida) band gap⁵ (E_g):

$$E_g = h\nu_g = qV_g \quad (3.8)$$

Onde

- h - é a constante de Planck.
- V_g - é a tensão da band gap [V].

⁵ Definição de band gap: Banda proibida ou gap de energia, é o intervalo de energia entre a banda de valência e a banda de condução.

Sendo:

$$x_g = \frac{E_g}{KT_s} \quad (3.9)$$

$$x_c = \frac{T_c}{T_s} \quad (3.10)$$

Tendo sido considerado as variáveis T_s e T_c com os valores de 6000K e 300K respectivamente.

No estudo inicial realizado tomaram como pressuposto uma célula ideal de uma única junção p-n, em que a máxima eficiência situou-se em torno de 44% com uma banda proibida (*band gap*) de energia próximo de 1,1 eV. No entanto como, procuravam resultados realísticos para o estudo em questão, foi necessário considerar vários fatores tais como, temperatura ambiente, reemissão de radiação, área de exposição, ângulo de incidência, bem como, a resistência de carga [32] [33] [34]. Por conseguinte, o cálculo para o limite de eficiência de uma célula solar é obtido a partir da seguinte equação:

$$\eta(x_g, x_c, t_s, f) = \frac{V_{max}I_{V_{max}}}{P_{inc}} \quad (3.11)$$

Onde,

- I – é a corrente na célula solar [A].
- t_s - é a temperatura do Sol (6000) [K].
- V_{max} - é a Tensão máxima [V].
- x_g - é o rácio da energia da banda proibida.
- x_c - é o rácio entre a temperaturas célula e sol.
- f - é o produto entre o fator geométrico (f_w), a energia perdida(f_c) e t_s .
- P_{inc} - é a eficiência nominal.

Assim, a máxima eficiência obtida numa célula solar situa-se em torno de 33,7% para uma junção p-n, considerando AM igual a 1,5, a temperatura da célula igual a 300K, para uma banda proibida de 1,34 eV, portanto próximo da banda das células solares de silício.

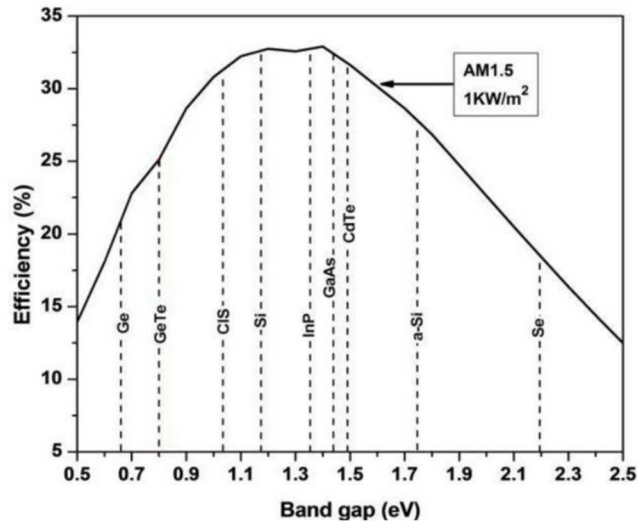


Figura 3.10 –Limite de eficiência de uma célula solar à temperatura ambiente [34] .

Para que a eficiência de uma célula solar não fique limitada pela teoria Shockley-Queisser, têm surgido diversas abordagens com resultados bastantes animadores, nomeadamente as soluções de multi-junção que permitem obter numa célula valores de eficiência superiores ao limite de 33,7%, resultado que é facilmente explicado pelo facto desta tecnologia usar mais do que uma junção p-n.

3.1.8. Condições padrão de teste (STC)

Para que seja possível a comparação de células FV diferentes, ou na realidade módulo FV uns com os outros, são especificadas condições de funcionamento uniformes para a observação/leitura dos parâmetros elétricos com os quais são calculadas as curvas características I-V da célula FV. Estas condições padrão de teste (STC – Standard Test Conditions), como são conhecidas, estão relacionadas com a norma IEC 60904/DIN EN 60904, em que [6] :

1. Irradiação vertical E de 1000 W/m².
2. Temperatura da célula T de 25°C com uma tolerância de ±2°C.
3. Espectro de luz definido (Distribuição espectral de acordo a IEC 60904-3) com uma massa de ar AM⁶ = 1,5.

⁶ Definição de Massa de Ar (AM – Air Mass): O valor de massa de ar refere-se à intensidade e distribuição espectral resultante da distância percorrida pela luz solar através da atmosfera. 1 AM indica que o Sol se encontra perpendicular a superfície terrestre. 1,5 AM indica que a posição do sol está de tal forma que a distância percorrida pela luz solar é 1,5 vezes maior [21] .

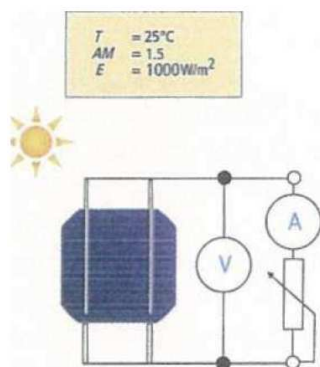


Figura 3.11 – Medição nas condições STC [6] .

Se uma célula FV for irradiada sem nenhuma carga associada é criada uma tensão aos seus terminais de 0,6 V aproximadamente. A tensão na célula pode ser medida como tensão em circuito aberto V_{OC} (aos terminais da mesma). Se os dois terminais forem curto-circuitados usando um amperímetro, a corrente de curto-circuito I_{SC} pode então ser calculada. Para que seja possível o registo completo da curva característica I-V da célula FV, é necessário usar uma resistência variável (Shunt), um voltímetro e um Amperímetro (Figura 3.11).

3.2. Modelo matemático da célula FV

O objetivo de todos os modelos da célula FV, é o de descrever a curva característica solar a partir de equações matemáticas com uma qualidade aceitável. Estes modelos contribuem para o estudo teórico e criam as bases para o desenvolvimento de dispositivos fotovoltaicos de controlo e medição (por exemplo controladores MPP) ou de programas de simulação [6] .

Os modelos das células FV são normalmente descritos por meio de circuitos equivalentes, a partir dos quais é possível descrever a característica elétrica das células ou painéis. Muitos modelos podem ser encontrados na literatura, que variam na complexidade e aproximação ao seu comportamento comparativamente ao de uma célula real (ou seja a sua precisão). Os circuitos elétricos mais utilizados como modelo de uma célula fotovoltaica, são compostos por componentes lineares e não-lineares e são os seguintes [6] [28] [35] :

- Modelo ideal.
- Modelo com resistência em série.
- Modelo com resistências em paralelo e série.
- Modelo com dois díodos.

3.2.1. Modelo Ideal

No modelo ideal (Figura 3.12) é apenas considerada a corrente foto-gerada e a corrente de difusão do díodo [36] [37] .

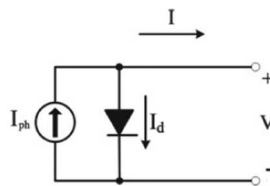


Figura 3.12 – Modelo Ideal - Circuito equivalente.

Da análise do circuito elétrico anterior é possível obter a equação (3.12) que caracteriza o comportamento da corrente do circuito do modelo ideal.

$$I = I_{ph} - I_d \quad (3.12)$$

Em que:

- I - é a corrente de saída da célula solar fotovoltaica (A).
- I_{ph} - é a corrente (photo current) gerada pelo efeito fotovoltaico (A).
- I_d - é a corrente do díodo de difusão (A).

A corrente de curto-circuito (short -circuit) corresponde à própria corrente foto-gerada, no caso do circuito do modelo ideal da célula fotovoltaica, ou seja:

$$I_{ph} = I_{sc} \quad (3.13)$$

Quanto à sua variação com a irradiância e a temperatura esta será dada por [25] :

$$I_{ph}(G_c, T_c) = I_{sc}(G_c, T_c) = \frac{G_c}{G_r} [I_{scr} - \alpha(T_c - T_r)] \quad (3.14)$$

Em que:

- I_{sc} - é a corrente de curto-circuito (A).
- I_{scr} - é a corrente de curto-circuito em STC (A).
- G_c - é a irradiância no módulo (W/m^2).
- G_r - é a irradiância de referência (= $1000 W/m^2$).
- T_c - é a temperatura do módulo (K).
- T_r - é a temperatura de referência (= 278 K).
- α - é o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito (A/K).

Sendo a corrente do diodo (I_d) dada pela expressão:

$$I_d = I_0 \left[e^{\left(\frac{V}{n_s \cdot m \cdot V_t} \right)} - 1 \right] \quad (3.15)$$

Em que:

- I_0 - é a corrente de saturação do diodo (A).
- V_t - é a tensão térmica (V).
- n_s - é o número de células em série que compõem o módulo FV.
- m - é o fator de idealidade do diodo dependente tanto do material quanto da estrutura física do mesmo, cujo valor varia entre 1 e 2.

A tensão térmica é calculada pela equação:

$$V_t = \frac{K \cdot T_c}{q} \quad (3.16)$$

Em que:

- q - é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C).
- K - é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K).

Sendo a corrente de saturação reversa do diodo dada por:

$$I_0(T_c) = I_{0r} \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^{3/A} - \left\{ e^{\left[\frac{V_g \left(\frac{T_c}{T_r} - 1 \right)}{m V_t} \right]} \right\} \quad (3.17)$$

Em que:

- I_{0r} - é a corrente de saturação reversa do díodo à temperatura de referência (A);
- V_g - é a energia da banda proibida (1,11eV).

Fazendo a substituição da equação (3.23) em (3.15) e por sua vez na equação (3.12), obtêm-se a equação da corrente à saída do módulo, que é dada por:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{qV}{n_s k T_c m}} - 1 \right] \quad (3.18)$$

3.2.2. Modelo com resistência em série

Este modelo é baseado no modelo ideal, sendo a diferença entre ambos, a adição de uma resistência em série com o circuito do modelo ideal (Figura 3.13), representando essa resistência as perdas dos contatos metálicos do módulo fotovoltaico [31] [38] - [41] .

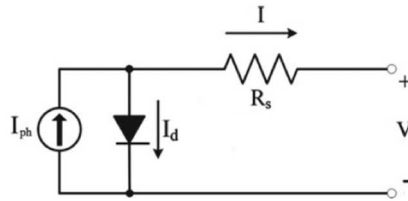


Figura 3.13 – Modelo com resistência em série - Circuito equivalente.

De acordo com o circuito equivalente deste modelo, comportamento da corrente do circuito poderá ser expresso pela seguinte equação:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{n_s k T_c m}} - 1 \right] \quad (3.19)$$

Em que:

- R_s - é a resistência série, que representa as perdas nos contatos metálicos do módulo (Ω).

Como a resistência em série também sofre influência da temperatura, temos:

$$R_s(T_c) = R_{sr} \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^\delta \quad (3.20)$$

Em que:

- R_{sr} - é a resistência série, para a temperatura de referência (Ω).
- δ - é o coeficiente de temperatura para a resistência em série.

De referir que alterações no valor da resistência em série, influenciam o declive da curva característica I-V do módulo fotovoltaico, nomeadamente quando a tensão tende para V_{oc} (Figura 3.14).

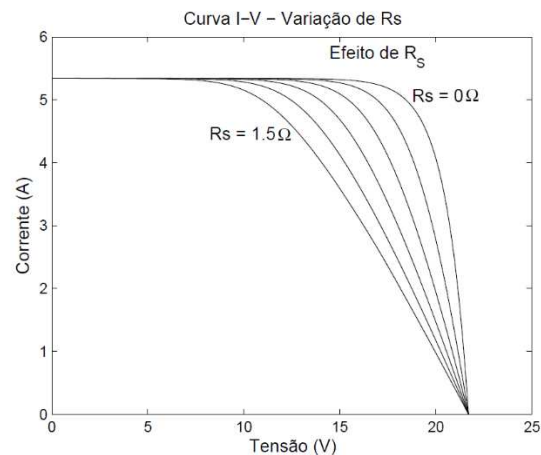


Figura 3.14 – Influência da resistência série na curva I-V [8] .

A partir da figura (Figura 3.14) é possível verificar que R_s , provoca uma redução do FF, no entanto não afeta V_{oc} . Quanto maior o valor de R_s , mais a curva I-V característica da célula FV tende a perder o seu formato e passa a aproximar-se de uma reta cuja inclinação é dado por $-1/R_s$ [8]

3.2.3. Modelo com resistência em paralelo e em série

O modelo com resistência em paralelo e em série, é normalmente conhecido como modelo padrão por ser um dos modelos de circuito equivalente da célula FV, mais utilizados na literatura e em simulações. Este modelo é caracterizado por apresentar uma boa aproximação do comportamento real de uma célula FV e relativa facilidade de implementação. Relativamente ao circuito equivalente, é uma variante do modelo com resistência em série, em que é inserida uma resistência em paralelo com o diodo (Figura 3.15), sendo que esta resistência representa as perdas provocadas por correntes parasitas (consequência das impurezas e defeitos existentes na estrutura das células) que circulam no módulo fotovoltaico [27] [31] [38] - [41] .

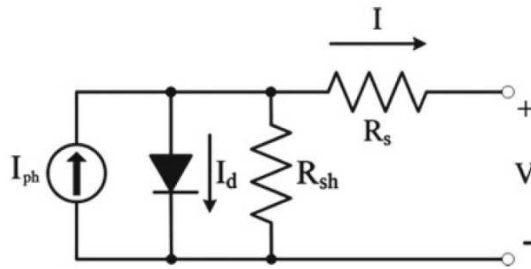


Figura 3.15 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

De acordo com o circuito equivalente do modelo com resistência em paralelo e em série o comportamento da corrente do circuito pode ser expresso pela seguinte equação:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{n_s k T_c m}} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (3.21)$$

Em que:

- R_{sh} é a resistência em paralelo, que representa as perdas devido às correntes parasitas que circulam no módulo (Ω).

Como a resistência em paralelo também sofre influência da temperatura, temos:

$$R_{sh}(T_c) = R_{shr} \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^\phi \quad (3.22)$$

Em que:

- R_{shr} - é a resistência em paralelo, para a temperatura de referência (Ω).
- ϕ - é o coeficiente de temperatura para a resistência em paralelo.

Alterações no valor da resistência em paralelo, influenciam o declive da curva característica I-V do módulo fotovoltaico, nomeadamente quando a tensão tende para zero (Figura 3.16).

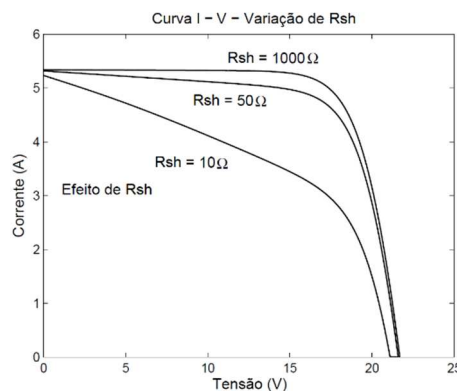


Figura 3.16 – Influência da resistência paralelo na curva I-V [8] .

A partir da Figura 3.16 é possível verificar que R_{sh} provoca uma redução da tensão V_{0C} e que as correntes de fuga levam a uma redução da corrente I que é gerada pela célula FV. Quanto menor o valor de R_{sh} , mais a curva característica I-V da célula tende a perder o formato e passa a aproximar-se de uma reta cuja inclinação é dado por $-1/R_{sh}$ [8] .

As resistências série R_s e paralelo R_{sh} , referidas no circuito equivalente da célula fotovoltaica, contribuem em larga escala para o desempenho de um sistema fotovoltaico, na medida em que parte das perdas de tensão e corrente ocorridas nas células são representadas por estas resistências, contribuindo assim para a redução do Fator de Forma (FF) e por conseguinte, da eficiência do sistema fotovoltaico.

3.2.4. Modelo com dois díodos

O circuito equivalente apresentado na Figura 3.17, é denominado modelo de dois díodos e difere do circuito do modelo padrão, pela existência de um díodo de recombinação inserido em paralelo com o díodo já existente. Este díodo acrescentado, representa a perda de corrente da recombinação de parte dos portadores de carga na região de depleção, que é registada principalmente em níveis de tensão baixos [35] [42] - [46] .

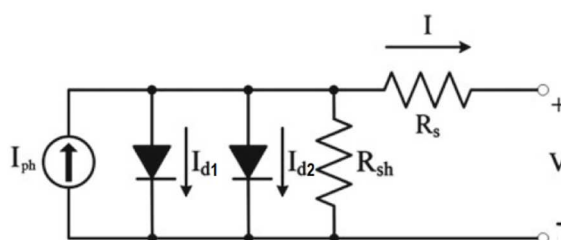


Figura 3.17 – Circuito equivalente, modelo a dois díodos.

Sendo a corrente de saturação reversa dos díodos dada por:

$$I_{01}(T_c) = I_{0r1} \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^{3/m_1} - \left\{ e^{[V_g(\frac{T_c}{T_r}-1)/(m_1 V_t)]} \right\} \quad (3.23)$$

$$I_{02}(T_c) = I_{0r2} \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^{3/m_2} - \left\{ e^{[V_g(\frac{T_c}{T_r}-1)/(m_2 V_t)]} \right\} \quad (3.24)$$

Em que:

- I_{or} - é a corrente de saturação reversa do díodo à temperatura de referência (A).
- I_{or2} - é a corrente de saturação reversa do díodo à temperatura de referência (A).

De acordo com o circuito equivalente do modelo a dois díodos, o comportamento da corrente do circuito pode ser dada por:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{n_s k T_c m}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{n_s k T_c m_2}} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (3.25)$$

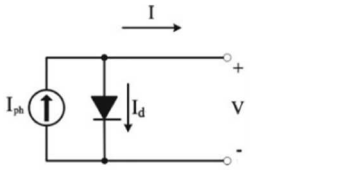
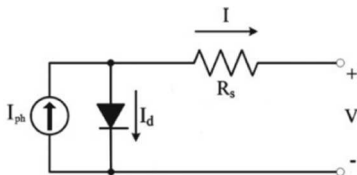
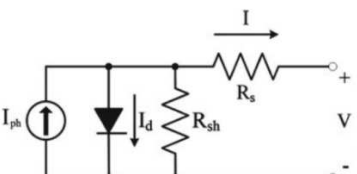
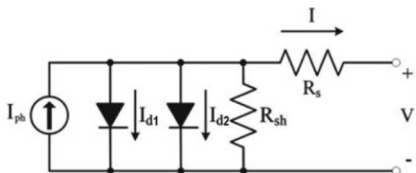
Em que:

- I_0 - é a corrente de saturação reversa do díodo de difusão (A).
- m - é o fator de idealidade do díodo de difusão, cujo valor varia entre 1 e 2.
- I_{02} é a corrente de saturação reversa do díodo de recombinação (A).
- m_{02} é o fator de idealidade do díodo de recombinação, cujo valor varia entre 1 e 2.

3.2.5. Resumo dos modelos apresentados

Conforme se verificou, existem diversos modelos para representar uma célula fotovoltaica. Estes modelos podem ser representados por um circuito equivalente, sendo a sua precisão maior com a introdução de mais elementos. Na Tabela 3.1 apresenta-se um resumo dos modelos apresentados, com a precisão associada a cada um deles.

Tabela 3.1 – Resumo dos modelos fotovoltaicos [6]

Modelo	Circuito Equivalente	Precisão
Ideal		Baixa
Resistência série		Boa
Resistência paralelo e série		Boa
Dois díodos		Muito Boa

Além dos quatro modelos apresentados, existem outros modelos utilizados para o estudo do comportamento de uma célula FV, que variam na complexidade e aproximação ao seu comportamento comparativamente ao de uma célula real (ou seja, a sua precisão). No entanto os modelos mais utilizados são: o modelo padrão, que apresenta uma boa aproximação do comportamento real de uma célula FV. e o modelo a dois díodos, que tem maior complexidade, mas um comportamento muito bom comparativamente à célula real [6].

3.3. Condições de Sombreamento Parcial em Sistemas FV

3.3.1. PSC – *Partial Shading Conditions*

Tal como já referido anteriormente, é essencial que os sistemas de produção fotovoltaico consigam extrair a máxima quantidade de potência disponível nos módulos fotovoltaicos, sem que sejam afetados pelas variações de radiação solar ao longo de todo o dia. Quando expostos a uma radiação solar uniforme, os painéis fotovoltaicos, conseguem produzir energia na sua potência máxima, utilizando as técnicas tradicionais de seguimento do máximo ponto de potência (MPPT). No entanto, devido a vários fatores externos, que impedem a normal “progressão” dos raios solares, como por exemplo, as nuvens ou outros obstáculos, como árvores, neve, etc., ou até mesmo devido à sujidade na superfície dos módulos FV, nem sempre são garantidas condições de radiação solar uniformes e nestes casos as técnicas tradicionais de rastreamento do máximo ponto de potência não se mostram ser tão capazes ou até as mais adequadas. Este conjunto de situações de bloqueio da passagem dos raios solares traduz-se, num fenómeno conhecido como condições de sombreamento parcial - PSC (*Partial Shading Conditions*), em que se verifica o sombreamento de parte de um módulo ou conjunto de módulos pertencentes a um sistema FV, em que, devido a este fenómeno se verifica uma redução na eficiência e respetiva redução na produção de potência do sistema fotovoltaico. O fator de sombreamento SF (*Shading Factor*), determina a transparência da sombra sobre o painel, com valores entre 0 e 1, sendo o valor SF correspondente a 1 quando a radiação solar sobre o módulo é máxima e portanto, não existe qualquer sombreamento [35] [47] [48] .

3.3.2. *Díodo de passagem e díodo de bloqueio*

Na implantação de um sistema FV é importante considerar componentes de proteção para evitar fluxos de correntes indesejados ou correntes com valor superior ao pretendido para o sistema. Assim, a configuração serie-paralelo deve ter díodos de bloqueio em serie com cada cadeia FV, para anular fluxos de corrente de uma cadeia para a outra (ver Figura 3.18).

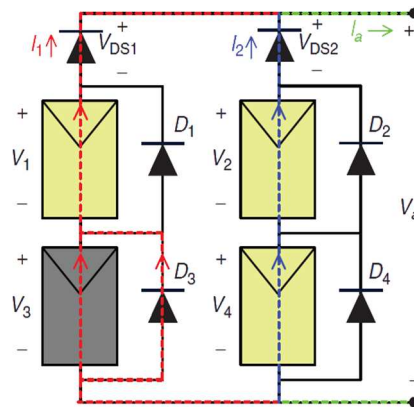


Figura 3.18 – Díodos de bloqueio e de passagem de corrente [47] .

De forma análoga às situações de sombreamento do módulo, a existência de tolerâncias de construção ou diferente orientação do módulo no sistema FV, podem dar origem a condições de operação diferentes entre módulos, criando fenômenos de desfasamento. Em tais situações o valor da corrente elétrica máxima na cadeia FV é determinado pelo módulo com menor fluxo de corrente elétrica, diminuindo assim drasticamente o valor da potência à saída dos módulos dessa cadeia, verificando-se a perda de energia de duas formas, pela redução da energia produzida pela célula e pelo aumento das perdas na célula sombreada, que será mais grave quando causa polarização inversa. Quando a célula sombreada está inversamente polarizada (comporta-se como uma carga) começa a dissipar a energia das restantes células associadas em série. Para solucionar este problema, são colocados díodos de desvio (Figura 3.19) ou passagem (*bypass diodes*) em anti-paralelo (não polarizados) com os módulos, para os proteger (evitando também o aquecimento excessivo que levaria a situações de pontos quentes (*Hot-Spots*) com a respetiva destruição da célula), providenciando assim um circuito de passagem alternativo para a corrente em excesso.

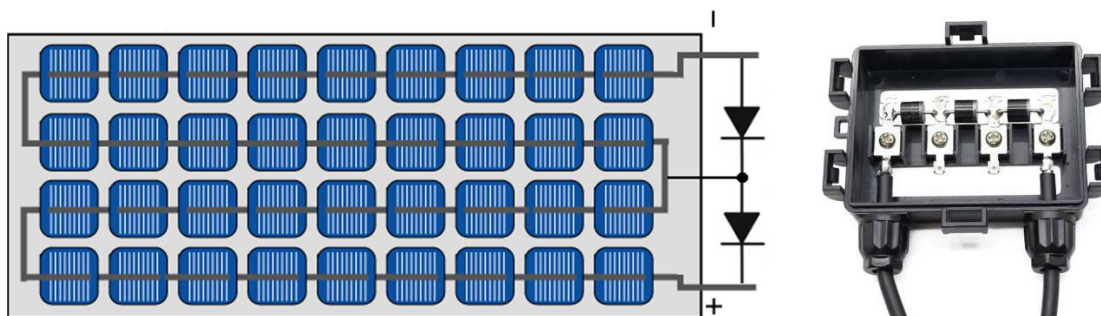


Figura 3.19 – Ligação elétrica dos díodos na caixa de junção do painel FV [6] .

Estes díodos são instalados de forma a não conduzir corrente quando a célula está em condições normais de funcionamento, conduzindo apenas quando estão diretamente polarizados (os díodos são accionados quando a célula sombreada tenta operar com uma corrente superior à sua corrente de curto-circuito de momento). Desta forma, o único corte de produção, corresponde apenas à quantidade de energia que deixa de ser produzida pelos módulos que estão sobre o efeito de sombreamento, continuando em produção normal, todos os restantes módulos da mesma associação série, sendo esta possibilitada pelo fluxo normal de corrente através dos díodos de desvio [31] [35] [49] .

Na Figura 3.18 é possível observar quatro módulos dois por cadeia FV em que o módulo localizado no canto inferior esquerdo se encontra sobre o efeito de sombreamento, assim sendo, a corrente em excesso que chega até este é desviada para o diodo D_3 que está em paralelo com o módulo sobre o efeito de sombreamento. Os efeitos de sombreamento, a corrente da cadeia (*string*) FV e a curva de potência através do diodo de passagem, levam ao aparecimento de múltiplos pontos máximos de potência, dentro do sistema de produção FV.

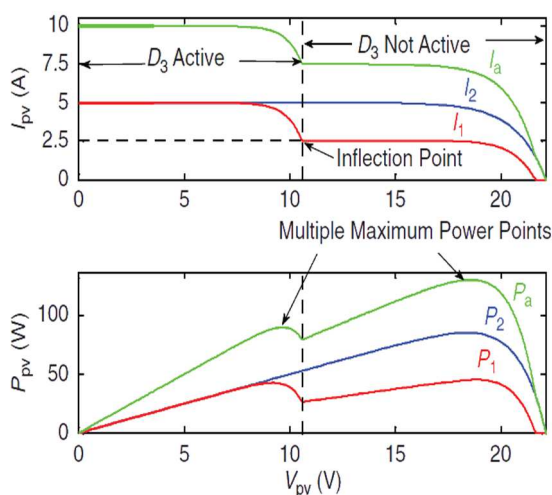


Figura 3.20 – Múltiplos MPP na curva P_a , originado na *string* P_1 com sombreamento [47] .

Na Figura 3.20, P_1 representa a curva P-V, da primeira cadeia PV que tem conectado o módulo sobre o efeito de sombreamento (curva a vermelho). Através desta figura é possível observar dois pontos de máxima potência, que são provocados pelo sombreamento no módulo e por conseguinte este fenómeno afeta também a potência total de saída (curva a verde). Em contrapartida a curva de potência da segunda cadeia PV (curva a azul) apresenta apenas um ponto máximo de potência porque não se encontra sobre o efeito de sombreamento em nenhum dos seus módulos FV [24] .

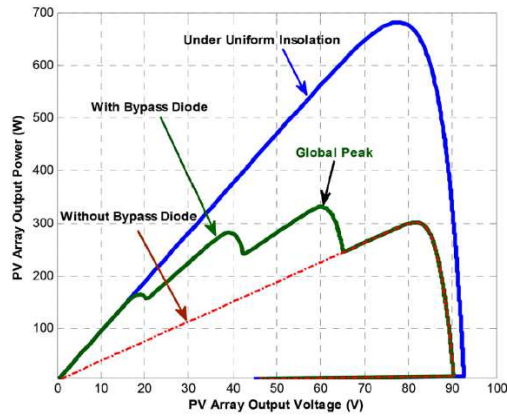


Figura 3.21 – Curva característica com e sem diodo de desvio (bypass) [47] .

Será importante referir que no caso de não existirem díodos de desvio, este fenómeno não se verifica como se observar na curva a vermelho da Figura 3.21.

3.3.3. Sombreamento e rastreamento global

Quando um sistema FV recebe uma radiação solar uniforme, a curva potência tensão (P-V) apresenta um único pico. Mas quando o sistema fotovoltaico sofre influências de sombreamento (PSC), a curva potência tensão (P-V) mostra um comportamento muito complexo provocado pelo diodo de desvio que é ligado em cada um dos módulos para suprimir o efeito de *Hot-Spot*, sendo que nesta situação a curva apresenta múltiplos picos (Figura 3.22), embora apenas um seja o máximo global, pelo que é designado de ponto de máxima potência global (GMPP) e os outros como, ponto(s) de máxima potência Local (LMPP).

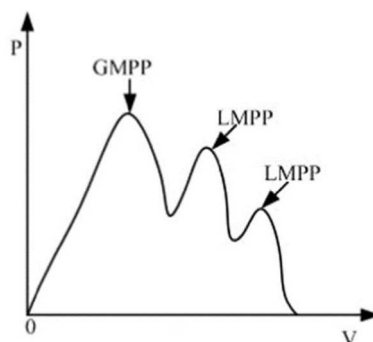


Figura 3.22 – Curva P-V e respetivos picos GMPP e LMPP.

Para se obter a potência máxima do sistema, este tem de trabalhar no ponto GMPP. Porém, encontrar um ponto que corresponde ao pico de máxima potência global (GMPP) do sistema, no meio de vários picos máximos locais (LMPP) não é tarefa fácil (na medida em que os sistemas convencionais ficam encurralados num dos vários pontos locais). Estes vários pontos locais devem-se ao fato, dos módulos que recebem menos radiação solar ou até nenhuma radiação poderem operar com uma tensão inversamente polarizada devido à presença do *díodo bypass*, usado para garantir um fluxo de corrente na configuração dos módulos em série. Assim, como os algoritmos MPPT convencionais falham a diferenciar os pontos Locais do ponto Global (registando-se em algumas situações perdas de potência na ordem dos 70% provocadas pelo sombreamento), para lidar com os múltiplos máximos durante a PSC, têm sido desenvolvidas muitas técnicas modernas de aperfeiçoamento de algoritmos MPPT, utilizando algoritmos evolucionários, algoritmos diferenciais, redes neuronais artificiais, técnicas de inteligência artificial, novas topologias de conversores, novas reconfigurações dos módulos FV e novas técnicas de modulação FV [47] [48] [50] [51] .

Têm sido várias as soluções apresentadas na literatura para suprimir os efeitos do sombreamento e melhorar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. As técnicas que lidam com a mitigação dos efeitos de sombreamento, podem ser classificados em duas grandes categorias, nomeadamente:

- Sistemas baseados em configurações de circuitos.
- Sistemas baseados em técnicas de modificação da potência máxima.

As técnicas baseadas em configurações de circuitos, lidam com topologias focadas na modificação dos seus circuitos para mitigar os efeitos de sombreamento e maximizar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. Estas técnicas variam desde pequenas alterações nos seus circuitos seja ao nível do pequeno componente como um díodo, ou conversão distribuída módulo a módulo (MIC - *Module integrated converter*), etc., até esquemas elaborados de ligações elétricas permanentes ou comutadas, híbridas serie-paralelo dos módulos fotovoltaicos, bem como, a disposição dos módulos na matriz de módulos do sistema de produção FV em padrões pré-definidos ou padrões dinâmicos [47] [51] . No entanto, como não é âmbito desta dissertação, o estudo destas técnicas, as mesmas não serão abordadas neste trabalho.

As técnicas baseadas em modificações da potência máxima, lidam com as técnicas focadas nas soluções de rastreamento do máximo ponto de potência observado na curva característica P-V do módulo ou sistema fotovoltaico. Na Figura 3.23 é possível observar os principais subgrupos associados a estas técnicas [47] [52] .

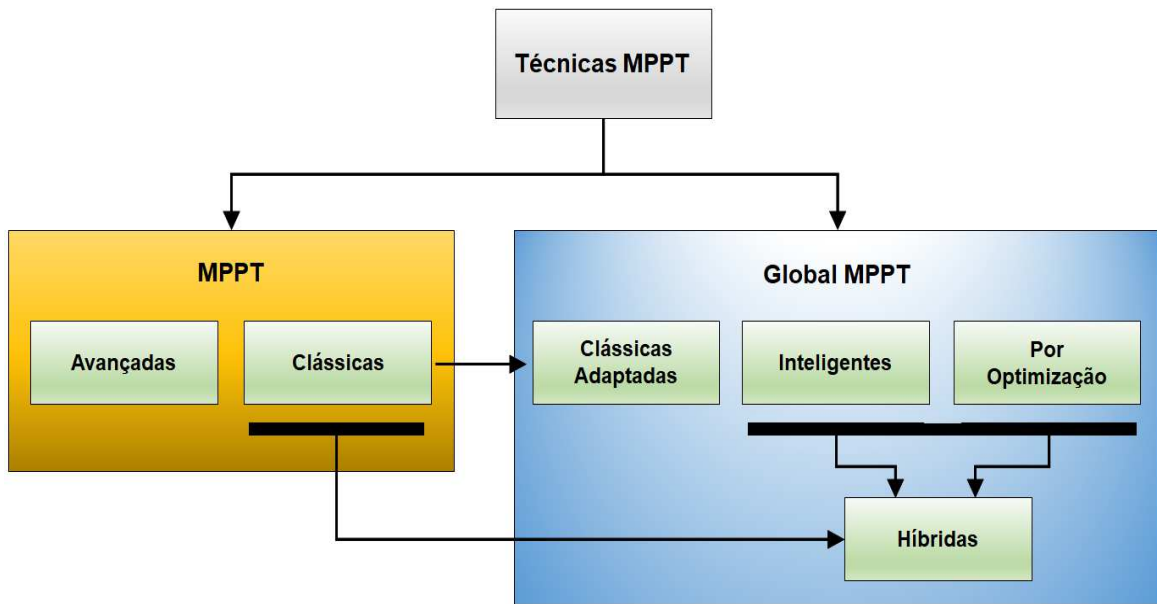


Figura 3.23 – Técnica baseadas em MPPT.

Como já analisado anteriormente as técnicas MPPT clássicas falham na localização do GMPPT. No entanto, algumas técnicas ou algoritmos MPPT convencionais, foram adaptados a esta problemática e conseguem minimizar o problema do sombreamento parcial dos módulos e aumentar a eficiência do sistema fotovoltaico. Assim, serão abordados vários algoritmos neste trabalho, incluindo os clássicos por poderem ter alguma característica elegível de adaptação para um potencial algoritmo que possa ser usado como solução para o problema PSC, algoritmo esse que deve ter as seguintes características, ser robusto e ter uma rápida resposta em sintonia com as alterações das condições ambientais.

3.3.4. Detecção de Sombreamento

Um dos aspetos importantes associados aos algoritmos GMPPT é a deteção de sombreamento, de modo a evitar que o algoritmo esteja constantemente a rastrear o ponto máximo global. Assim, após localização do GMPP o algoritmo deve manter o ponto de operação do sistema relativamente perto ou na vizinhança do pico global (GP - *Global Point*) localizado. Deste modo, sempre que ocorram pequenas alterações na posição do ponto GP, o sistema deve fazer o seguimento deste ponto e ajustar-se à nova posição garantindo desta forma a máxima eficiência do sistema. Estas pequenas alterações são normalmente realizadas por técnicas de seguimento clássicas como as técnicas HC (*Hill-Climbing*). Por outro lado, quando o sistema se encontra em funcionamento sobre condições uniformes de radiação solar e muda para uma condição de sombreamento parcial, a curva característica P-V passa a apresentar pelo menos mais um pico, sendo um deles,

o ponto de máxima potência global, que nem sempre é coincidente com o ponto de operação do sistema. Assim sempre que exista uma nova condição de sombreamento parcial é fundamental reiniciar o rastreamento e iniciar a localização do novo GMPP, caso contrário o sistema poderá passar a funcionar num ponto que não seja o pico global.

Sempre que ocorre um sombreamento parcial, o algoritmo GMPPT deve passar da fase de procura local, para a fase de procura global, logo toda a curva P-V deve ser analisada. Dentro dos métodos para identificação de situações de sombreamento, destaca-se o método da variação proporcional (3.26), onde P^k é a potência atual e P^{k-1} é a potência medida na iteração anterior, sendo ΔP_{max} o limite da variação proporcional da potência e indicador de que foi identificada uma condição de sombreamento parcial [35] [53] .

$$\left| \frac{P^k - P^{k-1}}{P^k} \right| > \Delta P_{max} \quad (3.26)$$

3.4. Algoritmos de seguimento do máximo ponto de potência (MPPT/GMPPT)

Como já explicado anteriormente, o desempenho de uma célula FV, depende das suas condições de operação. Assim, a máxima potência que se consegue extrair de um gerador FV, está fortemente dependente de três fatores: radiação solar, temperatura da célula (temperatura ambiente) e perfil da carga (impedância da carga). Para conseguir garantir que independentemente das condições de exposição solar ao longo de todo o dia, variações de temperatura e alterações nas condições da carga em uso, o sistema encontra-se sempre a funcionar na sua potência máxima, é necessário utilizar técnicas de controlo que sigam o ponto de máxima potência do sistema, usando para tal um dos algoritmos da longa família de algoritmos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) conhecidos.

Podem ser encontrados na literatura um grande número de algoritmos MPPT em que cada método tem a sua especificação, limitação e aplicação, na medida em que determinado método, pode servir para uma aplicação, mas não para outra.

Os métodos de seguimento podem ser classificados pelas suas técnicas de seguimento, as quais podem ser divididas nos quatro grupos seguintes [48] [52] :

- Técnicas de seguimento clássico.
- Técnicas de seguimento inteligente.
- Técnicas de seguimento por otimização.
- Técnicas de seguimento híbridas.

Por conseguinte, serão seguidamente descritas algumas das principais técnicas presentes em cada um dos grupos referidos.

3.4.1. Técnicas de seguimento clássico

As técnicas de seguimento clássico ou algoritmos MPPT, não são adequados para uso em condições de sombreamento parcial, no entanto, estes algoritmos têm vindo a ser adaptados ou usados em soluções híbridas, em condições de sombreamento parcial com sucesso. Deste modo, alguns algoritmos MPPT serão abordados nesta secção.

3.4.1.1. MÉTODO DA TENSÃO CONSTANTE

O algoritmo de tensão constante (*CV - Constant Voltage*), também conhecido como “O melhor algoritmo de tensão fixa” (*BFV - Best Fixed Voltage*), é o método de controle MPPT mais simples. O ponto de operação do módulo FV é mantido perto do ponto MPP, pela regulação da tensão fotovoltaica, fazendo-a corresponder a uma tensão fixa de referência que é igual à da característica V_{MPP} do módulo FV. O algoritmo CV (ver Figura 3.24) omite os efeitos da irradiância e da temperatura no módulo e assume que a tensão de referência fixa é uma aproximação suficiente ao verdadeiro ponto MPP. Assim, o ponto operacional não coincide exatamente com o ponto MPP e a tensão de referência tem de ser assumida em diferentes pontos geográficas. O circuito CV utiliza apenas um sensor de tensão para medir a tensão V_{PV} do sistema fotovoltaico para ajustar o fator de ciclo (*duty cycle*) do conversor CC/CC. É importante observar que quando o painel PV está em condições de baixa irradiância, a técnica CV é mais eficaz do que o método perturbação e observação (P&O) e o método da condutância incremental (IC). Graças a esta característica, o método CV é frequentemente combinado com outras técnicas de MPPT [25].

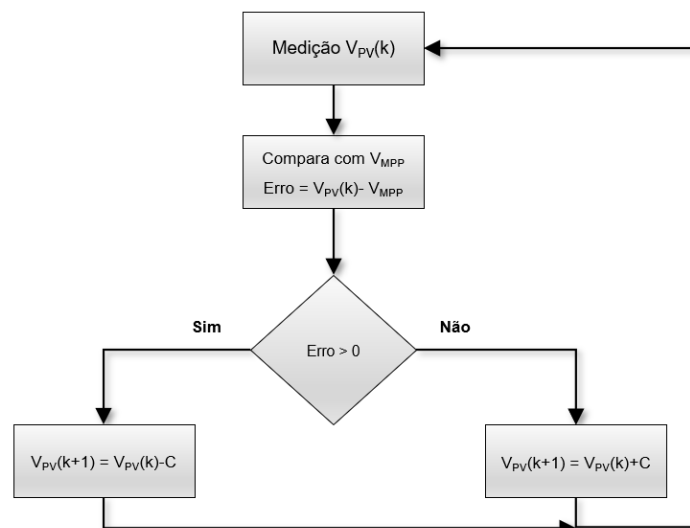


Figura 3.24 – Diagrama de blocos método da tensão constante [25].

3.4.1.2. MÉTODO DA TENSÃO EM CIRCUITO ABERTO

Este método é viável porque a tensão de saída FV no ponto MPP tem uma proporção aproximadamente linear em relação à sua tensão em circuito aberto, V_{OC} . A sua relação é dada na equação (3.27) onde a constante proporcional, k_{OC} , depende principalmente do fator de forma FV, da tecnologia da célula e das condições climáticas [25].

$$V_{MPP} = K_{OC} \cdot V_{OC} \quad (K_{OC} < 1) \quad (3.27)$$

Esta propriedade pode ser implementada a partir do fluxograma mostrado na Figura 3.25 (a). O sistema é interrompido periodicamente para medir a tensão em circuito aberto. Posteriormente, o ponto MPP é atualizado com base na relação dado na equação (3.27) e a tensão de operação é ajustada para o ponto de tensão otimizado. Embora este método seja aparentemente simples, é difícil escolher um valor ótimo para a constante k. Na literatura científica são referidos valores de k_{OC} que variam entre 0,73 a 0,80. A tensão de referência representada pela tensão em circuito aberto, V_{OC} , é escolhida como um fração fixa, e permanece constante para uma ampla variedade de condições climáticas. A aproximação de valores que se querem iguais entre a tensão de operação e a tensão máxima, V_{MPP} , depende da escolha desta fração de comparação com a real relação entre a tensão V_{MPP} e a tensão V_{OC} . Por essa razão, a potência extraída não é maximizada [25].

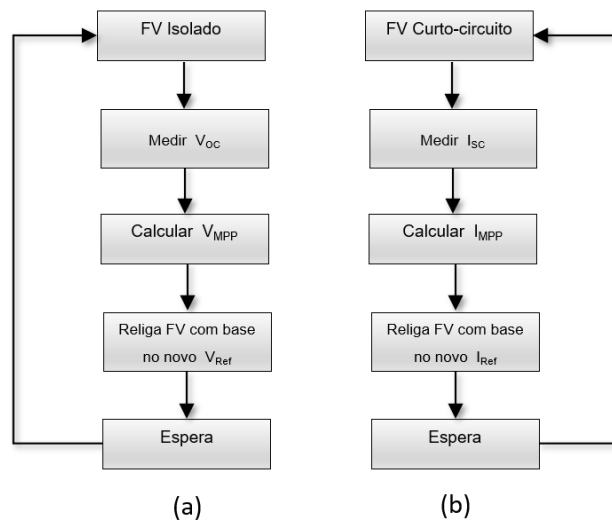


Figura 3.25 – Algoritmos: (a) Tensão em circuito aberto; (b) Corrente de curto-circuito [25].

3.4.1.3. MÉTODO DA CORRENTE EM CURTO-CIRCUITO

Semelhante ao método de rastreamento em circuito aberto, este método de rastreamento é baseado no facto de existir uma dependência linear entre a corrente FV no ponto MPP e a corrente de curto-circuito, satisfazendo assim a relação da equação (3.28). Assim, tal como no método anterior, a constante proporcional depende da tecnologia da célula FV, condições meteorológicas e principalmente do fator de forma. Não obstante, a constante k_{SC} pode ser considerada com valores em torno de 0,85 para módulos fotovoltaicos policristalinos [25] .

$$I_{MPP} = K_{SC} \cdot I_{SC} \quad (K_{SC} < 1) \quad (3.28)$$

No entanto, em muitos casos, k é determinado pela realização de uma medição sequencial (*scanning*) fotovoltaica de vários em vários minutos. Depois do k_{SC} ser obtido, o sistema permanece com a aproximação da equação (3.28), até ao cálculo do próximo k_{SC} . O fluxograma do controle é mostrado na Figura 3.25 (b), o qual é semelhante, ao método de tensão em circuito aberto. Sendo que, este método oferece as mesmas vantagens e desvantagens do método de controle mencionado anteriormente.

3.4.1.4. PERTURBAÇÃO E OBSERVAÇÃO

O método Perturbação e Observação (P&O), consiste em criar uma alteração (perturbação) na variável de referência (tensão ou corrente) e conseqüentemente analisar o valor da potência obtidas pelos sensores de tensão e corrente que é disponibilizada à saída do sistema de produção FV, antes e depois da introdução dessa alteração (observação). Por outras palavras são analisados os valores da potência FV, gerados em duas iterações consecutivas, sendo que se a potência fotovoltaica aumentar, quer dizer que a perturbação está a dar um melhor resultado e que a próxima perturbação deverá ocorrer no mesmo sentido, enquanto que, se a potência FV diminuir, quer dizer que a perturbação está a dar um pior resultado e que a próxima perturbação deverá ocorrer no sentido oposto. Este processo é repetido até que seja encontrado o ponto *MPP* (*Maximum Power Point*) do módulo ou sistema FV [35] [58] - [61] .

O tamanho da perturbação ou comprimento do passo é uma característica importante para o desempenho da sua resposta transitória e em regime normal de funcionamento. Quanto maior o comprimento do passo, mais rápido o sistema alcança o ponto MPP, no entanto, quando alcança o pico o ponto de operação irá variar na vizinhança desse pico, sendo esta tanto maior quanto o comprimento do passo. Este fato causa oscilações da potência em regime normal de funcionamento. A Figura 3.26 apresenta o fluxograma da técnica *Perturb and Observe* (P&O) [35]

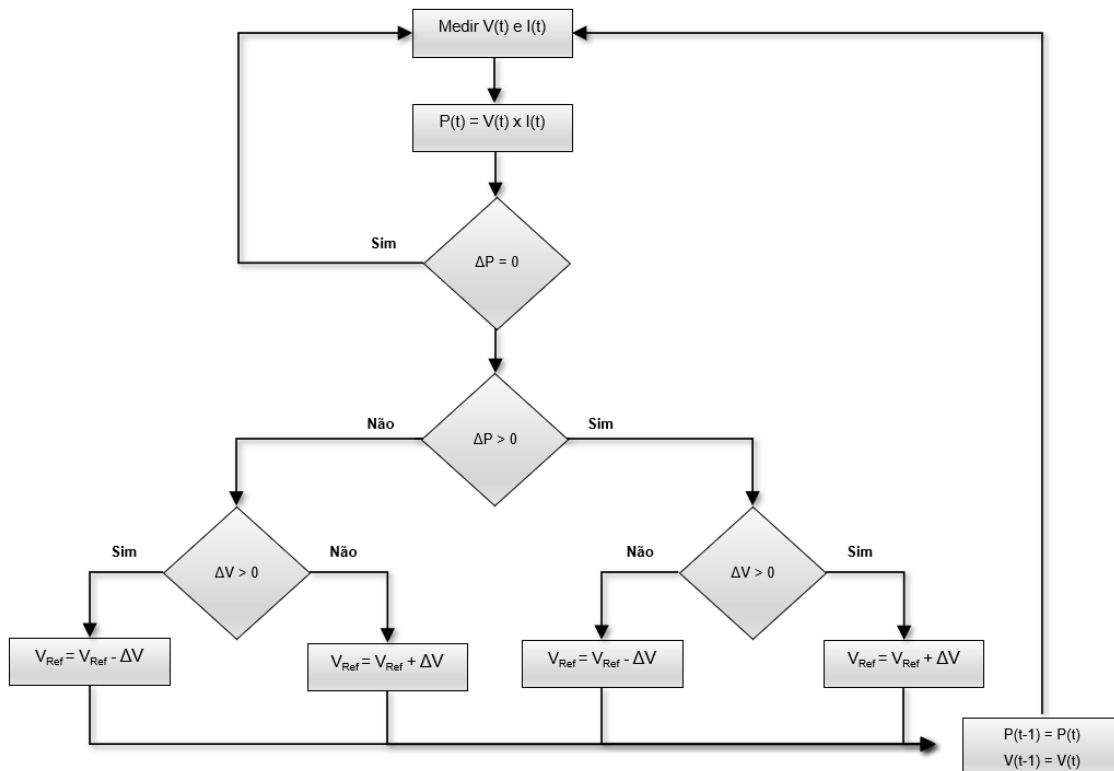


Figura 3.26 – Fluxograma do algoritmo P&O [25] .

3.4.1.5. CONDUTÂNCIA INCREMENTAL

O método de condutância Incremental (IC - *incremental conductance*) necessita de sensores de tensão e corrente, tal como o método P&O. O método IC analisa o sinal da derivada da potência pela tensão do sistema de produção FV e procura onde o valor desta derivada é nula, o qual corresponde ao ponto máximo de potência. De acordo com a Figura 3.27 que mostra a curva P-V, é possível verificar que a derivada é positiva quando o ponto de operação está à esquerda do ponto MPP e é negativa quando está à direita deste ponto. Sendo zero quando o ponto de máxima potência está no pico, ou seja, no seu máximo, tal como já referido anteriormente [25] [62] - [65] .

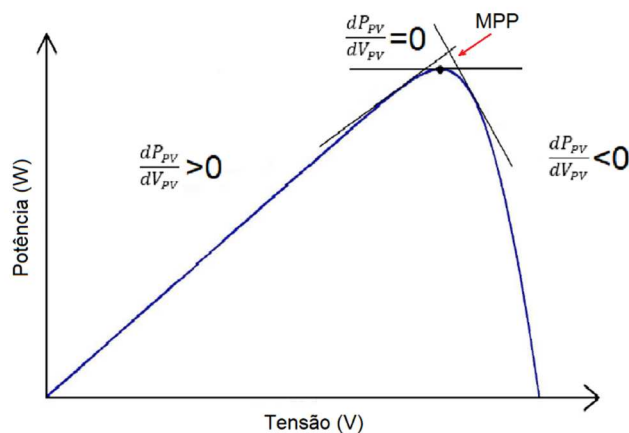


Figura 3.27 – Curva P-V com derivadas [25] .

O que foi referido anteriormente, pode ser expresso por:

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(V_{PV}I_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} \frac{dV_{PV}}{dV_{PV}} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \quad (3.29)$$

Sendo:

$$\frac{I_{PV}}{V_{PV}} = - \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.30)$$

Na equação (3.30) o lado esquerdo da mesma representa a condutância instantânea e o lado direito representa o oposto da sua condutância incremental. Por outro lado, as variações incrementais dV_{PV} e dI_{PV} , podem ser equiparados aos incrementos de ambos os parâmetros ΔV_{PV} e ΔI_{PV} usando os valores V_{PV} e I_{PV} medidos em instantes diferentes. Assim esses parâmetros podem ser expressos por:

$$dV_{PV}(t_2) \approx \Delta V_{PV}(t_2) = V_{PV}(t_2) - V_{PV}(t_1) \quad (3.31)$$

$$dI_{PV}(t_2) \approx \Delta I_{PV}(t_2) = I_{PV}(t_2) - I_{PV}(t_1) \quad (3.32)$$

Analisado a equação (3.30), a primeira derivada pode ser testada sempre que o sistema de produção FV está a operar no ponto MPP ou longe do mesmo, de acordo com as seguintes condições:

$$\begin{cases} \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} = - \frac{I_{PV}}{V_{PV}} & \text{em MPP} \\ \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > - \frac{I_{PV}}{V_{PV}} & \text{a esquerda do MPP} \\ \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < - \frac{I_{PV}}{V_{PV}} & \text{a direita do MPP} \end{cases} \quad (3.33)$$

Com base nas condições apresentadas é possível fazer a implementação do algoritmo IC de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 3.28.

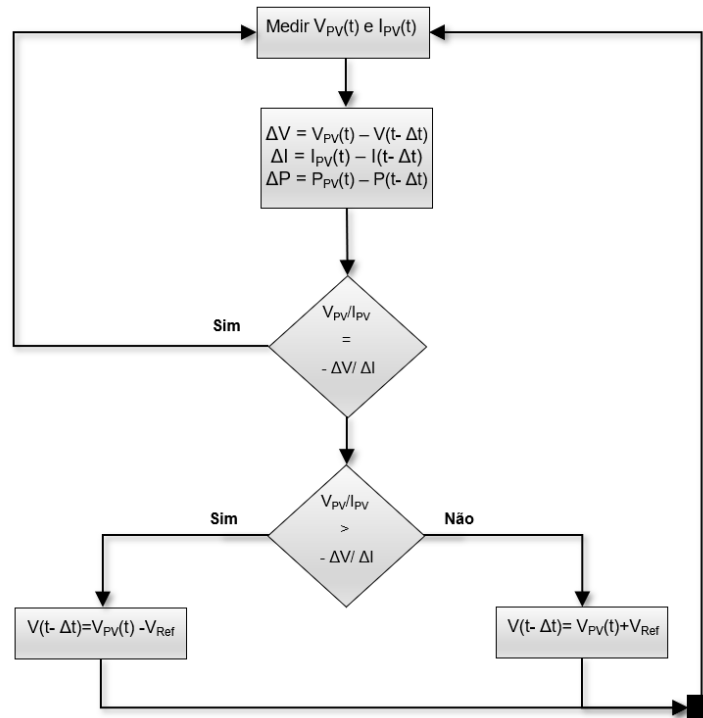


Figura 3.28 – Fluxograma do algoritmo IC [25] .

A principal vantagem deste algoritmo é a de ser um método capaz de oferecer um bom rendimento em cenários de rápidas alterações climáticas, além de, registrar oscilações mais baixas em torno do ponto MPP do que o método P&O. A eficiência dos métodos IC e P&O (quando este último está otimizado) é essencialmente a mesma, no entanto, o método IC requer um circuito de controlo mais complexo. As desvantagens do método IC são o uso de um passo fixo. Quando o passo escolhido tem um valor grande a velocidade de rastreamento é elevada, mas contribui para uma excessiva oscilação da potência em torno do estado estacionário. Quando o valor é pequeno as oscilações são menores, mas o processo de rastreamento torna-se lento [25] .

3.4.1.6. TÉCNICAS HILL-CLIMBING

Ambas as técnicas *perturb and observe* (P&O) e *Incremental Conductance* (IC) são baseadas nos princípios da “subida da encosta” (HC - *Hill-Climbing*), que consistem na movimentação do ponto de operação do sistema de produção FV na direção em que se verifica um aumento da potência. As técnicas *Hill-Climbing* são um dos métodos mais amplamente utilizados devido à sua fácil implementação e boa performance quando a radiação solar é uniforme. As principais vantagens destes métodos são a simplicidade e o baixo nível de cálculo computacional [54] [55] [56] . As desvantagens são também bem conhecidas e caracterizam-se pelas oscilações em torno do ponto MPP e perda no sentido da movimentação levando à progressão na direção errada durante rápidas alterações climáticas [57] .

Sobre condições de sombreamento parcial as técnicas HC, só consegue identificar o ponto de máxima potência global, se forem melhoradas e/ou adaptadas. Na literatura têm surgido algoritmos P&O adaptados para lidarem com as situações de PSC, sendo que uma parte das soluções encontradas sugere o rastreamento do Pico Global (*GP – Global Point*) em duas fases distintas: a primeira fase deteta a condição de sombreamento e assim que esta é detetada, dá início à segunda fase que consiste na execução de uma sub-rotina para realizar a deteção do pico global, baseado no sinal e na probabilidade de outro máximo nas vizinhanças do pico detetado anteriormente. O máximo global é obtido através da comparação feita pelo algoritmo entre os últimos e os novos picos detetados. Na figura é possível analisar o fluxograma do algoritmo P&O Adaptado ao GMPPT [54] [55] [56] .

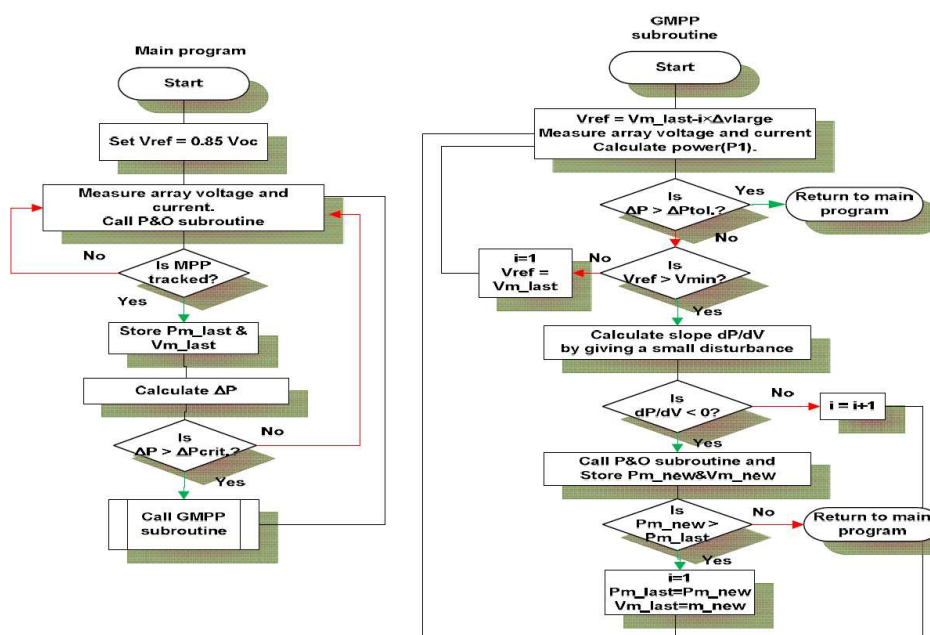


Figura 3.29 – Fluxograma do algoritmo P&O adaptado [54] .

3.4.1.7. ALGORITMO DA INTEGRAÇÃO DA DERIVADA PV NO TEMPO

O método baseado na integração da derivada PV no tempo, baseia-se no controlo retroativo dos valores da potência e tensão obtidos na saída do sistema de produção fotovoltaico em ordem ao tempo. Este algoritmo apresenta a vantagem de evitar as singularidades que podem surgir no algoritmo MPPT baseados no dp/dv , para além de apresentar uma elevada simplicidade de implementação [29] [66] . Os modelos HC apresentados são caracterizados por poderem apresentar zero no denominador, o qual se traduz na instabilidade do sistema, pelo que, como este método não tem denominador com valores zero é evitada esta descontinuidade.

Este algoritmo foi designado por controlo retroativo dP/dt e para a determinação do ponto máximo de potência é considerada a equação (3.34).

$$\frac{dP}{dV} = \frac{dP}{dt} \frac{dt}{dV} \quad (3.34)$$

Em que são satisfeitas as seguintes condições:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dt} = 0 & \text{em MPP} \\ \left(\frac{dP}{dt} > 0 \wedge \frac{dV}{dt} > 0 \right) \text{ ou } \left(\frac{dP}{dt} < 0 \wedge \frac{dV}{dt} < 0 \right) & \text{a esquerda do MPP} \\ \left(\frac{dP}{dt} > 0 \wedge \frac{dV}{dt} < 0 \right) \text{ ou } \left(\frac{dP}{dt} < 0 \wedge \frac{dV}{dt} > 0 \right) & \text{a direita do MPP} \end{cases} \quad (3.35)$$

De acordo com o gráfico da Figura 3.30.

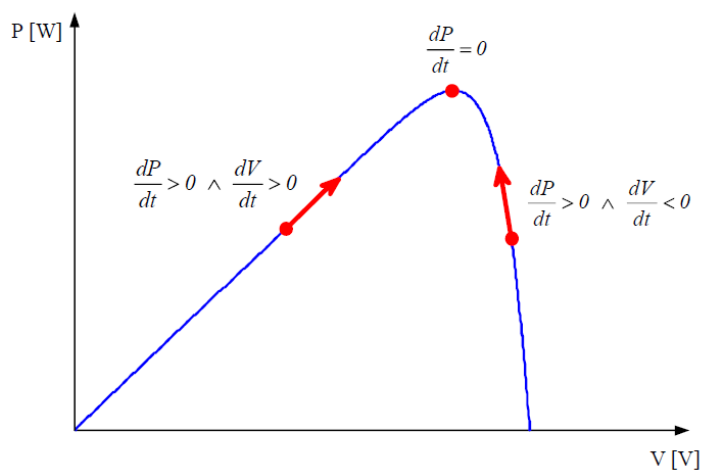


Figura 3.30 – MPPT através da inclinação dP/dt .

Analisando as condições (3.35) em função do tempo, é possível verificar que o sistema de seguimento do máximo ponto de potência, é obtido a partir da derivada da potência de saída do sistema FV e da derivada da tensão de saída do sistema FV em relação ao tempo, sendo que a partir da observação do gráfico da Figura 3.30, é possível registrar uma trajetória em direção ao ponto MPP, quando este se encontra em funcionamento à esquerda do ponto MPP com $dP/dt > 0$ e $dV/dt > 0$. Por sua vez, é possível registrar também uma trajetória em direção ao ponto MPP, mas do lado oposto ao MPP, ou seja, quando se encontra em funcionamento à direita do ponto MPP com $dP/dt > 0$ e $dV/dt < 0$.

Tendo por base as condições apresentadas foi desenvolvida uma “lei de controlo” que permite a operação do sistema no ponto MPP, em que a variável de controlo é o fator de ciclo (*duty-cycle*). De acordo com esta premissa a seguinte lei de controlo é obtida a partir da equação (3.36):

$$D = k \int \frac{dP}{dt} \cdot \frac{dV}{dt} dt \quad (3.36)$$

Onde:

- k – Constante de ganho.

Como principal vantagem temos a fácil implementação desta técnica de controlo que pode ser facilmente implementada por um simples circuito analógico.

3.4.2. Técnicas de seguimento inteligente

Nos últimos anos tem-se assistido à implementação de técnicas de processamento inteligentes na vida quotidiana, sendo prova disso os dispositivos que vão desde o reconhecimento de voz até sofisticados sistemas de navegação autónoma. Estas técnicas têm sido também implementadas em sistemas de produção FV, em particular em condições não lineares, como é o caso das condições de sombreamento parcial onde o objetivo é extrair a máxima potência através de inteligência artificial. Na literatura podemos encontrar técnicas de logica difusa (FL -*Fuzzy Logic*) e redes neuronais artificiais (ANN – *Artificial Neural Networks*), aplicadas a sistema de produção FV, com rastreamento do máximo ponto de potência global, com rápida convergência e elevada precisão comparativamente às técnicas convencionais que apresentam algumas desvantagens em situações de PSC.

3.4.2.1. TÉCNICA DE FUZZY LOGIC

As técnicas de rastreamento baseadas em controlo de lógica difusa (FLC – *Fuzzy Logic Control*), são considerados inteligentes, na medida em que conseguem rastrear o ponto MPP, com entradas imprecisas. Esta técnica tornou-se bastante popular porque além de conseguir lidar com entradas imprecisas, não necessita de um modelo matemático preciso e pode ser usado em situações de não-linearidade [67] - [71] .

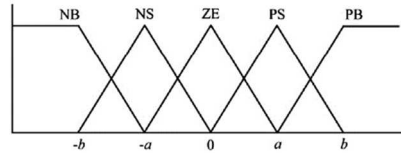


Figura 3.31 – Funções de pertinência.

Comparativamente à lógica binária, as variáveis de lógica difusa podem assumir valores entre 0 e 1. O princípio de funcionamento de um FLC, consiste em 3 estágios (Figura 3.32) chamados de fuzificação (*Fuzzification*), sistema de inferência (*inference system*) e defuzificação (*defuzzification*), em que adicionalmente tem uma tabela de regras onde as regras designadas são armazenadas, sendo a sua estrutura básica apresentada na Figura 3.32.

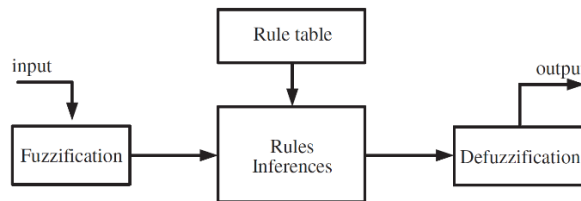


Figura 3.32 – Estrutura básica *Fuzzy Logic*.

Na fuzificação, os parâmetros FV de entrada são transformados em variáveis linguísticas, ou seja, a quantidade lida é convertida em quantidade *fuzzy* (conjuntos *fuzzy* / nebulosos), com base nas funções de pertinência (Figura 3.31), onde por exemplo cinco níveis *fuzzy* são usados: NB (*negative big*), NS (*negative small*), ZE (*zero*), PS (*positive small*) e PB (*positive big*). Os valores a, b e c são baseados na gama de valores da variável numérica. Em alguns casos para uma melhor precisão na aplicação, são feitas escolhas menos simétricas ou até otimizadas para as funções de pertinência.

As entradas para um controlador FLC MPPT são normalmente um erro, E, e a diferença do erro ΔE expressa como:

$$E(n) = \frac{V_{PV}(n)I_{PV}(n) - V_{PV}(n-1)I_{PV}(n-1)}{V_{PV}(n) - I_{PV}(n-1)} \quad (3.37)$$

e

$$\Delta E(n) = E(n) - E(n - 1) \quad (3.38)$$

Uma vez E e ΔE calculados e convertidos para variáveis linguísticas, a saída do controlador *fuzzy* corresponde normalmente à diferença no *duty cycle* (ΔD) do conversor de potência (ou por exemplo na diferença na tensão de referência ΔV_{Ref}). As variáveis linguísticas associadas a ΔD para diferentes combinações de E e ΔE são baseadas na característica do conversor de potência em uso (lookup table ou regra do algoritmo fuzzy) e também no conhecimento e perícia do utilizador. A Tabela 3.2 mostra as regras *fuzzy*, onde as entradas são E, ΔE e as saídas a diferença no *duty cycle* (ΔD). Por exemplo, observando a Tabela 3.2, quando o ponto de operação está distante à esquerda do ponto MPP, significa que E é PB; então se ΔE for ZE, logo o *duty cycle* precisa de ser incrementado, consequentemente de acordo com a tabela das regras, ΔD passará a ser PB.

Tabela 3.2 – Tabela de regras FLC.

$\Delta E \backslash E$	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	NB	NB	NB	NS	ZE
NS	NB	NS	NS	ZE	PS
ZE	NB	NS	ZE	PS	PB
PS	NB	ZE	PS	PB	PB
PB	ZE	PS	PB	PB	PB

No estado de defuzificação, a saída do FLC é convertida numa variável linguística para uma variável numérica recorrendo ao uso de uma função de pertença (Figura 3.31) e providencia um sinal analógico para uso do conversor de potência de modo a obter o MPP. Tal pode ser encontrado utilizando vários métodos, um dos quais é conhecido como centro de gravidade (*center of gravity*), sendo a sua equação dada por:

$$D = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(D_j) \cdot D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)} \quad (3.39)$$

Onde j é o número de amostras do *duty cycle*.

Além das vantagens já referidas anteriormente relativamente ao controlador *Fuzzy Logic* MTTP, este, analogamente, trabalha bem sobre várias condições climáticas.

Em contrapartida, a sua eficácia depende muito da experiência e perícia do projetista do sistema, não se resumindo apenas à escolha do erro certo para cálculo e em encontrar a tabela de regras base.

Outra das desvantagens do FLC (puro) é a incapacidade para lidar com PSC, pelo que, para resolver esta questão os controladores de lógica difusa são ligados a outro tipo de controladores como por exemplo os controladores de redes neuronais ou os tradicionais controladores P&O [67]

3.4.2.2. TÉCNICA DA REDE NEURONAL ARTIFICIAL

As redes neuronais artificiais (ANN – *Artificial Neural Network*) são capazes de classificar e reconhecer padrões de forma análoga ao cérebro biológico, como tal, esta é considerada uma técnica de rastreamento inteligente avançada, devido ao processo de aprendizagem e à natureza biológica dos neurónios. De uma forma simplificada a ANN, pode ser representada, por um diagrama onde os nós e as extremidades são os neurónios e as sinapses (conexões). Na Figura 3.33 é apresentado o modelo de um neurónio, formulado com a respetiva função de ativação (AF – *Activation Function*), onde Z é o argumento de AF que é dado pela expressão:

$$Z = \sum_{m=1}^M X_m W_m + \alpha \quad (3.40)$$

X_1, X_2, \dots, X_M são os M sinais de entrada, W_1, W_2, \dots, W_M são os pesos das sinapses relacionados e α é o parâmetro bias (polarização). Geralmente, AF é um conversor de uma função linear para não-linear, que consiste numa tangente hiperbólica *sigmoid* e *log-sigmoid*.

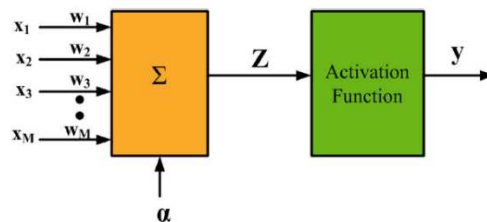


Figura 3.33 – Formulação da rede neuronal AF.

Existem essencialmente dois modelos básicos distintos na estrutura da ANN baseados na forma como os neurónios estão associados uns com os outros: A rede neuronal de alimentação direta (FNN – *Feedforward Neuronal Network*) e a rede neuronal recorrente (RNN - *Recurrent Neuronal Network*). A ANN de alimentação direta é um sistema multicamada, isto é, com três camadas, nomeadamente a camada de entrada, a camada oculta e a camada de saída, conforme pode ser verificado pela Figura 3.34.

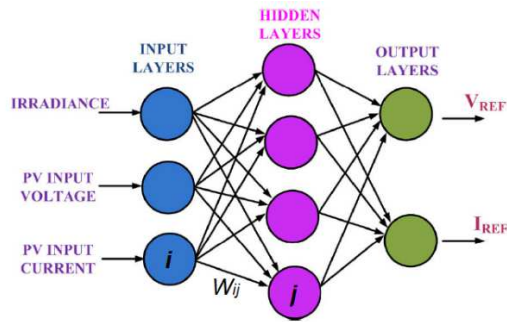


Figura 3.34 – Rede Neuronal Artificial.

As entradas para este algoritmo podem ser os parâmetros V_{PV} e I_{PV} , a informação ambiental como a temperatura e a irradiância do módulo FV, ou uma combinação destes [47] [48] [52] [57] [72] - [73]. Adicionalmente, a saída é normalmente uma ou mais referências como, o valor V_{MPP} , V_{REF} e/ou ponto GMPP. O processo na sua essência é executado na camada intermédia (oculta), a partir de ajustes na polarização e nos pesos para estimar o melhor valor alvo, ou seja, o ponto GMPP a partir do conjunto dos valores disponíveis nas entradas. Durante o processo de aquisição de conhecimento, os dados dos padrões de entrada e saída da rede são mostrados, comparados e guardados durante longos períodos de tempo para que se consiga obter os pesos certos para cada nó. O peso entre o nó i e j , está identificado na Figura 3.34 como W_{ij} e todas as ligações existente entre nós têm um peso. Assim que o nível de aprendizagem obtido é satisfatório, é possível a partir da saída obter o sinal do fator de ciclo (*duty cycle*) que será usado pelo conversor e que é dependente do cálculo realizado na camada para rastreamento do ponto MPP.

A capacidade desta técnica (ANN) para distinguir de maneira efetiva o ponto GMPP genuíno, está dependente do procedimento de aprendizagem, bem como, da estrutura da ANN. Quanto maior a quantidade do conjunto de dados (V_{PV} , I_{PV}) sobre a curva P–V que é analisada, maior as hipóteses da curva P–V refletir o ponto GMPP.

Ao contrário de outras técnicas, os neurónios da ANN têm a capacidade de processamento paralelo. Os pesos são atualizados de acordo com a função utilizada nas camadas intermédias. Além disso, todos os pesos são reinicializados de uma vez, resultando em respostas rápidas (mais rápidas no processo), sendo, a precisão da técnica dependente da própria quantidade de dados.

Na literatura, a ANN é principalmente aplicada em condições uniformes de radiação solar devido à sua dependência com as características FV, como o módulo, configurações e sombreamento. Assim se a configuração é alterada, a ANN tem de ser treinada novamente.

No entanto, têm sido realizadas pesquisas para usar a ANN em condições de sombreamento parcial, em que a implementação da ANN em PSC, considera várias condições de sombreamento com configurações diferentes. Esta técnica é comparada com as técnicas convencionais como a P&O e a IC, no entanto, a ANN apresenta melhores resultados em situações PSC.

A principal desvantagem desta técnica MPPT é o facto de que os dados necessários para o processo de ensinamento terem de ser adquiridos especificamente para cada localização e

sistema de produção FV, na medida em que as características da matriz FV dependem da variação do modelo, das condições climáticas e da localização. Estas características também se modificam com o tempo, pelo que, a ANN tem de ser treinada periodicamente [47] [48] [52] [57] .

3.4.3. Técnicas de seguimento por otimização

As técnicas baseadas em otimização, tendem a procurar o verdadeiro MPP num ambiente com condições dinâmicas, sendo que grande parte destas técnicas está inspirada na natureza, nomeadamente, nas características evolucionárias de determinadas espécies e/ou características biológicas das mesmas, como por exemplo, o algoritmo genético, que está inspirado na teoria da evolução das espécies. A sua aplicação, tem vindo a ser cada vez mais facilitada na medida em que, recorrendo à utilização de microcontroladores de baixo custo, a implementação destas técnicas tem-se tornado cada vez mais simplificada.

3.4.3.1. TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

A técnica de otimização por enxame de partículas (PSO – *Particle Swarm Optimization*), foi proposta por Kennedy (*social psychologist*) e Eberhart (*electrical engineer*) em 1995 [74] , trata-se de um método meta-heurístico inspirado na natureza, que envolve o estudo do comportamento coletivo em sistemas descentralizados, mais propriamente na simulação do comportamento social de um bando de aves e/ou cardume de peixes, em que cada pássaro ou peixe é considerado como uma partícula, e sendo o movimento destes influenciado pelo seguinte conjunto de fatores:

- Velocidade da partícula.
- Melhor posição já encontrada pela partícula.
- Melhor posição já encontrada por todos os elementos/partículas do grupo.

Para aplicação desta técnica para rastreamento do ponto MPP [35] [74] - [77] , as partículas são inicializadas a partir de uma distribuição uniforme ou de forma aleatória dentro de um intervalo de busca de tensão na curva característica P-V do sistema fotovoltaico. Quanto à inicialização realizada no caso de uma distribuição uniforme de partículas, esta é dada pela seguinte equação:

$$x_i = x_{min} + \frac{(i-1)(x_{max} - x_{min})}{N_{ps0} - 1} \quad (3.41)$$

Em que x_i é a tensão da partícula i , N_{ps0} é o número de partículas, x_{max} e x_{min} são os limites superior e inferior respectivamente do intervalo de busca considerado. Em cada iteração, a potência de cada partícula é analisada e por conseguinte, as posições e velocidades são atualizadas. Quanto à posição (x_i^{k+1}) e à velocidade (vel_i^{k+1}) da partícula i na iteração $k+1$, serão determinadas de acordo com as seguintes equações:

$$x_i^{k+1} = x_i^k + vel_i^{k+1} \quad (3.42)$$

$$vel_i^{k+1} = w \cdot vel_i^k + C_1 \cdot rand_1^k (Pbest_i^k - x_i^k) + C_2 \cdot rand_2^k (Gbest_i^k - x_i^k) \quad (3.43)$$

Em que, x_i^k é a posição da partícula i na iteração k , vel_i^k é a velocidade da partícula i na iteração k , w é o parâmetro de peso variável em cada iteração de acordo com a equação (3.44), $rand_1^k$ e $rand_2^k$ são os parâmetros aleatórios gerados, dentro do intervalo $[0;1]$, $Pbest_i^k$ é a melhor posição já encontrada pela partícula i até à iteração k e $Gbest_i^k$ é a melhor posição global, ou seja, a melhor posição já encontrada por todos os elementos do grupo até à iteração k . Sendo o valor da melhor posição atualizado quando a potência gerada pela posição da partícula é maior do que o maior valor de potência já encontrado por essa partícula. C_1 e C_2 são coeficientes de aceleração constante. A escolha dos coeficientes de aceleração determina as influências, individual e de grupo, sobre a partícula, ou seja, se C_2 for maior do que C_1 , será atribuída maior importância à busca pela posição global do que a procura pela posição local.

$$w = (w_{inicial} - w_{final}) + \left(\frac{G-k}{G}\right)^m + w_{final} \quad (3.44)$$

Em que, $w_{inicial}$ e w_{final} são os pesos de inércia inicial e final, respectivamente, G é o número máximo de iterações e m é o índice não linear constante dentro do intervalo $[0,6; 1,4]$. Será importante referir que independentemente do valor de m , na iteração zero ($k=0$), o valor de w é $w_{inicial}$ e na iteração G ($k=G$), o valor w é w_{final} .

Para melhor compreender este método é apresentado no gráfico da Figura 3.35, o exemplo do movimento de uma partícula num espaço bidimensional, (embora este método consiga otimizar uma busca num espaço de n dimensões).

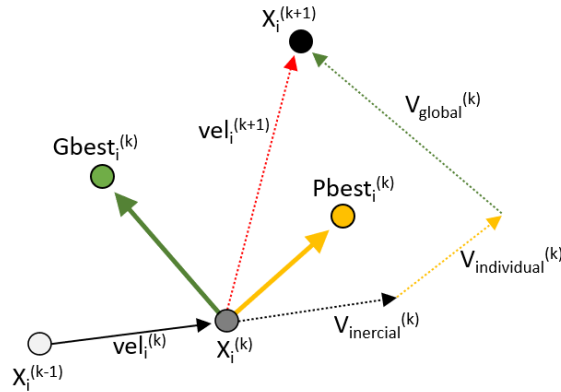


Figura 3.35 – Movimento de uma partícula pelo método PSO.

Analisando o gráfico da figura 3.31, a partícula i na iteração k (x_i^k), está sobre a ação de três influências: a influência da velocidade ($V_{inercial}^{(k)}$), linha picotada a negro, correspondente à última velocidade, a influência da melhor posição já encontrada pela partícula ($V_{individual}^{(k)}$), linha picotada a amarelo, e a influência da melhor posição já encontrada por todos os elementos do grupo ($V_{global}^{(k)}$), linha picotada a verde. O movimento resultante destas três influências é representado por ($vel_i^{(k+1)}$), linha picotada a vermelho. Sendo o vetor ($V_{inercial}^{(k)}$), gerado a partir do vetor de velocidade ($vel_i^{(k)}$), o vetor ($V_{individual}^{(k)}$), gerado a partir do vetor ($Pbest_i^{(k)} - x_i^{(k)}$) representado a amarelo cheio e o vetor ($V_{global}^{(k)}$) gerado a partir do vetor ($Gbest_i^{(k)} - x_i^{(k)}$) representado a verde cheio, onde a estratégia fundamental para o método de otimização do enxame de partículas (PSO) explicado é apresentado no fluxograma da Figura 3.36 [35] [77] :

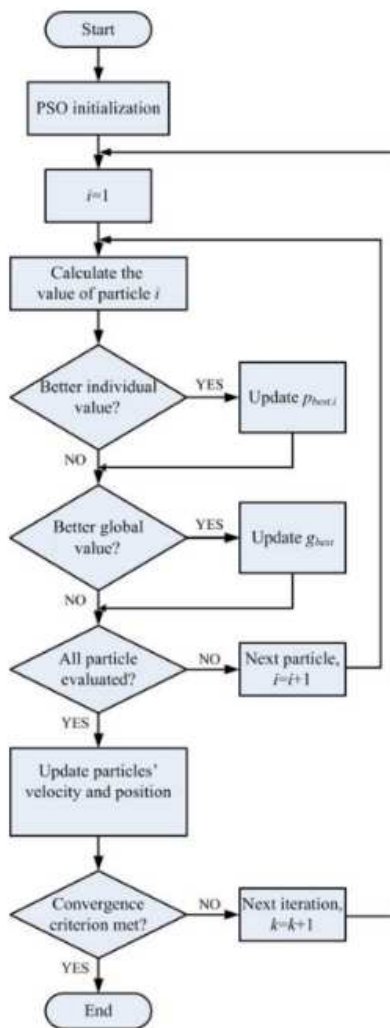


Figura 3.36 – Fluxograma PSO.

Como a estratégia PSO tem como base o método de pesquisa, o ponto *global* MPP, pode ser rastreado sem dificuldade. Além do mais, como algumas partículas procuram sempre a melhor posição global na sua sequência de iterações, o algoritmo PSO nunca fica retido num máximo local. Assim, devido a esta característica é possível aplicar este algoritmo com sucesso para o rastreamento do ponto de potência máximo global em condições PSC. Adicionalmente, a técnica PSO é normalmente usada em conjunto com outros métodos de rastreamento para melhorar a sua eficácia [67].

As técnicas de otimização inspiradas na natureza mostram um bom comportamento ao nível do rastreamento, mas em contrapartida requerem um nível de computação complexo, uma vez que inclui um grande número de iterações e um controlador de elevado custo [47].

3.4.3.2. TÉCNICA DE OPTIMIZAÇÃO PELO ALGORITMO GENÉTICO

Baseado na teoria da seleção natural publicada em 1859 pelo biólogo britânico Charles Darwin no seu livro “A origem das espécies”, o algoritmo genético é um método de otimização heurístico que reproduz à semelhança da teoria de Darwin, a evolução natural da genética, que tem como regra principal, a sobrevivência do mais apto. O algoritmo genético foi desenvolvido por David Godlberg, no entanto, as primeiras ideias para esta técnica de busca foram propostas por John Holland no início de 1970 [78] .

O algoritmo genético depende de três operações fundamentais, associadas ao processo de pesquisa em cada geração, que são: a seleção (*selection*), o cruzamento (*crossover*) e a mutação (*mutation*), Figura 3.37. [47] [53] [78] - [80] .

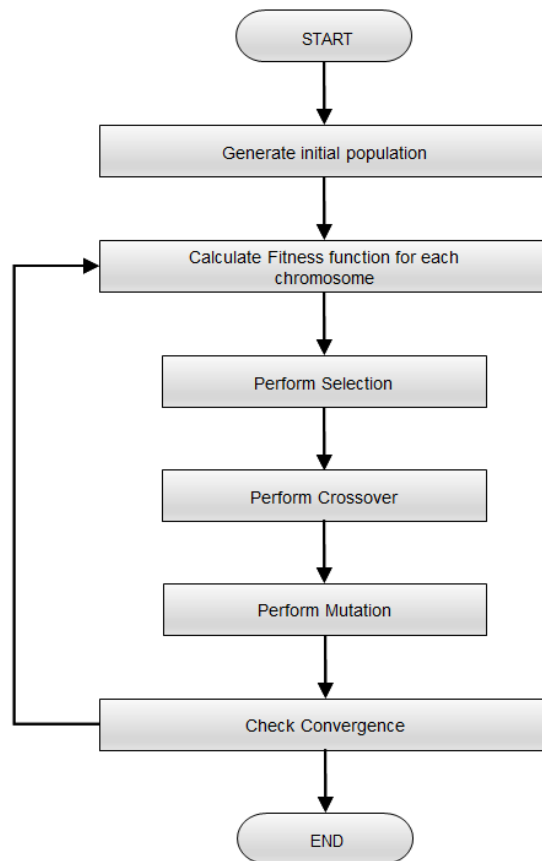


Figura 3.37 – Fluxograma do Algoritmo Genético [53] .

O *Genetic Algorithm* (GA) é inicializado a partir de uma solução de candidatos, chamada de geração ou população inicial. Cada solução candidata tem um conjunto de valores numéricos representados por um cromossoma (candidato individual).

Para cada solução encontrada é realizado um diagnóstico da boa forma (*fitness*) do candidato ou solução, a partir de uma função de aptidão (*fitness*), a partir da qual se fará um processo de

seleção, que irá incluir as soluções para a próxima geração de acordo com o seu nível de aptidão. Quanto mais perto a solução estiver do resultado ótimo, maior a possibilidade de ser incluído na seleção das soluções escolhidas, ou seja, cromossomas com valores de aptidão mais altos serão escolhidos e incluídos na população da próxima geração, em que as soluções são ordenadas de forma decrescente (do mais apto para o menos apto). Concluída a ordenação de todas as soluções é feita uma seleção natural, ou seja, determinada quantidade de soluções menos aptas, são extintas ou eliminada (para garantir que a dimensão da população é mantida dentro de determinado tamanho), passando apenas para a fase seguinte o grupo dos mais aptos.

As soluções selecionadas são divididas de forma aleatória em descendentes que são separados uns dos outros. No passo seguinte, o operador de cruzamento combina dois descendentes para produzir uma nova solução. Para que a convergência se realize de forma mais rápida, os cromossomas são introduzidos no processo de mutação, que visa manter a diversidade e a variabilidade entre as gerações, alterando as propriedades genéticas da geração anterior para a população da próxima geração. Este processo repete-se e a evolução genética continua até que a condição final seja satisfeita.

Para aplicação da técnica de rastreamento do ponto MPP, baseado no algoritmo genético, é utilizada uma matriz de dados contendo valores de tensão (V_{pv}), corrente (I_{pv}) e potência (P_{pv}). Para a otimização da solução, no algoritmo genético, a pesquisa de valores de tensão (V_{pv}) são representados por cromossomas. Enquanto o valor de potência (P_{pv}) é o valor de aptidão de cada cromossoma. O algoritmo de pesquisa é inicializado a partir de um conjunto de parâmetros fixos, nomeadamente:

- Número de gene.
- Número de seres (Indivíduos).
- Número de gerações.
- Probabilidade de cruzamento (p. ex. 0,75).
- Probabilidade de mutações (p. ex. 0,1).

De seguida, a primeira geração de cromossomas com uma matriz individual de um número x de genes contendo um código binário aleatório é criada. O número de genes representa a sequência existente no cromossoma.

Após esta fase, cada cromossoma é codificado baseado no código binário. Ele é convertido para valores V_{pv} sendo depois avaliado pelo produto de I_{pv} por V_{pv} para cada cromossoma representado por V_{pv} , tornando-se num valor de potência (P_{pv}). Assim, o P_{pv} é usado como valor de aptidão (a boa forma do candidato) para cada cromossoma.

Quanto à posição dos cromossomas, este corresponde à tensão de saída pretendida em cada

iteração k , de acordo com a equação:

$$X^k = V^k \quad (3.45)$$

O próximo passo é a seleção. É feito pelo método de seriação, em que cada cromossoma é ordenado pelo seu valor de aptidão. Os cromossomas com o valor mais alto estão no topo da classificação e assim por diante.

Relativamente à população esta é dada pela seguinte equação:

$$[progenitor(1), progenitor(2), progenitor(3), \dots, progenitor(n)] \quad (3.46)$$

Certo número de cromossomas (por ex.: metade da população) na parte superior da classificação são mantidos na população, enquanto parte dos inferiores são eliminados. O cruzamento é feito pelo método dos n pontos. Todos os cromossomas são cruzados com cada par de cromossomas progenitores para dar origem a uma nova solução (dois filhos), de acordo com as seguintes equações:

$$filho(k) = r \cdot progenitor(k) + (1 - r) \cdot progenitor(k + 1) \quad (3.47)$$

$$filho(k + 1) = (1 - r) \cdot progenitor(k) + r \cdot progenitor(k + 1) \quad (3.48)$$

Onde: r é um número aleatório $r \in [0,1]$.

Com base no valor de probabilidade de cruzamento (p. ex. 0,75), um total de 75% do número de géneses de cada cromossoma é cruzado.

Por sua vez a mutação pode ser feita pelo método que envolve o código binário. Todos os cromossomas sofrem mutação. Números aleatórios são gerados para determinar a ordem do gene a ser mutado. O gene selecionado é então alterado pelo seu termo inverso. A quantidade de géneses alterados depende da probabilidade de mutação (p. ex.: 0,1 ou 10%).

Outro dos métodos usados para a mutação não envolve o código binário e é de mais fácil aplicação, ou seja, aplicando (3.49) em que β é um operador aleatório que manipula o cromossoma de acordo com a sua taxa de mutação (β) e obedece à seguinte equação [70] :

$$filho(k) = \pm\beta \cdot filho(k) + filho(k) \quad (3.49)$$

O cromossoma com mutação é usado como cromossoma progenitor na próxima geração da população. Todo este processo refere-se a um ciclo, pelo que este processo deverá ser repetido até chegar ao número de gerações pré-determinadas (iterações), caso seja esta, a condição requerida para a paragem do ciclo do GA [24] [81] . Em situações de PSC é importante reinicializar

a pesquisa sempre que situações de sombreamento ocorram, assim, as seguintes condições decidem a reinicialização do GA para a procura de um novo MPP (em que ΔV e ΔP são valores constantes definidos inicialmente) [82] :

$$|V(k + 1) - V(k)| < \Delta V \quad (3.50)$$

$$\left| \frac{P_{pv}(k + 1) - P_{pv}(k)}{P_{pv}(k)} \right| > \Delta P \quad (3.51)$$

Sendo a relação entre a tensão de saída e o *duty cycle* α do conversor dada por [47] :

$$\alpha^k = 1 - \frac{f_{ilho}^k}{V_{oc}} \quad (3.52)$$

Na literatura, é possível encontrar informação com o objetivo de validar a eficiência desta técnica, baseada em rastreamento GMPPT por otimização do algoritmo genético, em que, numa comparação com técnicas HC, são observados resultados que revelam alguma robustez da técnica GA em condições de sombreamento, mas com maior tempo de convergência [47] [81] .

3.4.4. Técnicas de seguimento híbridas

Como já foi visto anteriormente algumas técnicas MPPT, são utilizadas em colaboração com pelo menos mais uma técnica MPPT que tenha uma estratégia de rastreamento diferente, com o objetivo de aumentar a eficiência do conjunto. Na literatura têm aparecido várias soluções híbridas de rastreamento do ponto MPP, em particular quando o objetivo é encontrar o ponto de potência máxima global do sistema fotovoltaico. As técnicas mais usadas utilizando este conceito são as técnicas HC, conjugadas com um algoritmo inspirado na natureza (*bio-inspired*) ou algoritmos de otimização, como por exemplo o PSO. Algoritmos como o P&O e o PSO, que combinam as excelentes técnicas convencionais com as de cálculo computacional, oferecem uma solução melhor do que as técnicas usadas de forma individual, mas em contrapartida aumenta a complexidade do esquema de controlo. Na Tabela 3.3 é apresentado um conjunto de algoritmos híbridos utilizados em PSC [47] [83] - [85] .

Tabela 3.3 – Comparação de diferentes técnicas híbridas GMPPT [47]

Name of techniques and references	Year of publication	Converter used	Input parameter	Tracking speed	Oscillation around MPP	Efficiency	Algorithm complexity	Ability to track GP	Application
Self-Predictive P&O ⁶²	2016	Boost	<i>V single sensor based</i>	47.13% faster than LIPSO	Accurate	99.98%	High Complexity	Normal and PSC	Standalone
ANN and P&O ¹²⁸	2017	Boost	<i>V and I</i>	Fast	(required less no. of iteration)	98.26%	Medium	Normal and PSC	Grid
GWO and P&O ¹²⁹	2016	Boost	<i>V and I</i>	Fast	Highly accurate	Above 99.91%	Medium (only tuning two parameters)	PSC	Grid
PSO and P&O ^{130–132}	2015	Boost	<i>V and I</i>	Faster than PSO	Accurate	Above 99.50%	Medium	Normal and PSC	Standalone and Grid
DEPSO ¹³³	2015	Sepic	<i>V and I</i>	Fast	accurate	High		Normal and PSC	Standalone
LIPSO ¹³⁴	2017	tCuk	<i>V and I</i>	Fast	Accurate	99.97%	Less complex	Normal and PSC	Standalone and Grid
Hybrid SAPSO ¹³⁵	2018	Buck	<i>V and I</i>	Fast	Accurate	Above 99.5%	Reduced complexity	PSC	Standalone
WODE ¹³⁶	2017	Boost	<i>V and I</i>	Two to five times faster	Highly accurate	Above 99.98%	Medium	Normal and PSC	Grid
JAYADE ¹³⁷	2017	Boost	<i>V and I</i>	6.39 times faster to ACOPO	Accurate (free from initial condition)	High	Medium	Normal and PSC	Standalone
P&O and Aunts ¹³⁸	2016	Boost	<i>V and I</i>	1.5 times faster than ABC	Highly accurate	More than 97%	Medium	Normal and PSC	Standalone

Abreviaturas: ABC, artificial bee colony; ANN, artificial neural networks; GWO, gray wolf optimization; MPPT, maximum power point techniques; P&O, Perturb&Observe; PSC, partial shading condition.

Capítulo 4

Algoritmos GMPPT Propostos

- O Homem é do tamanho do seu sonho -

Fernando Pessoa

Neste capítulo serão descritos os algoritmos de seguimento do máximo ponto de potência global (GMPPT) propostos, objeto de estudo deste trabalho, descrevendo a sua implementação no software Matlab/Simulink.

4.1. Algoritmos GMPPT propostos

A existência de vários picos nas curvas características do sistema FV, obriga a utilizar um algoritmo que encontre o verdadeiro ponto de máxima potência (*Global Point*) nas curvas características, ou seja, um algoritmo de tal forma inteligente que consiga distinguir de entre os vários picos, qual é o pico que correspondente ao ponto de máxima potência, sendo que este também deve ser eficiente e rápido no seu processo de procura e tolerar bem várias situações sucessivas de sombreamento parcial. Embora utilizem diferentes métodos os algoritmos propostos têm em comum os sinais de entrada e saída que utilizam (Figura 4.1). Como entradas tem-se os valores de tensão (v) e corrente (i) obtidos na saída do sistema de produção fotovoltaico e como saída o algoritmo irá fornecer o fator de ciclo (*duty-cycle*), que é injetado no conversor eletrónico CC/CC. Os algoritmos com capacidade para mitigar os efeitos de PSC, também devem funcionar bem em condições de irradiação uniforme, logo, os ensaios a realizar passam obrigatoriamente por duas fases:

- Aplicação dos algoritmos em condições de irradiação uniforme.
- Aplicação dos algoritmos em condições PSC.



Figura 4.1 – Sinais de entrada e saída do algoritmo GMPPT.

São várias as técnicas usadas na literatura para mitigar os efeitos das condições de sombreamento parcial sobre os painéis fotovoltaico, como analisado no capítulo 3. No presente capítulo será aprofundado o estudo em separado para a sua implementação, testes e validação em simulink/matlab de cinco algoritmos cujas características permitem lidar com a problemática das condições de sombreamento parcial.

Os algoritmos propostos têm como critério de escolha a pesquisa realizada sobre técnicas de seguimento MPPT/GMPPT e são os seguintes:

- Algoritmo P&O adaptado.
- Algoritmo dPV/dt adaptado.
- Algoritmo Genético.
- Algoritmo PSO.
- Algoritmo híbrido PSO-dPV/dt.

De referir que os algoritmos dPV/dt adaptado e híbrido PSO-dPV/dt são originais.

4.1.1. Algoritmo P&O adaptado

Um método simples para se encontrar o ponto de máxima potência global é fazer um varrimento, com um passo constante (semelhante a um *stepped sweep generator*), ao longo de vários valores de tensão da curva característica FV do sistema de produção de energia fotovoltaica [47]. Por outras palavras, o valor de referência da tensão fotovoltaica é progressivamente alterado com pequenos passos constantes ($V_{oc}/200$ a $V_{oc}/100$), sendo medida a potência obtida à saída do sistema e registada em memória juntamente com o valor de tensão se for o mais elevado dos valores observados, garantido assim que no final do ciclo o máximo ponto global é encontrado, a partir do valor de tensão e potência que ficaram registados em memória.

Na implementação do método P&O adaptado, em alternativa à alteração progressiva do valor de tensão de referência, optou-se por fazer uma alteração progressiva do fator de ciclo (Figura 4.2).

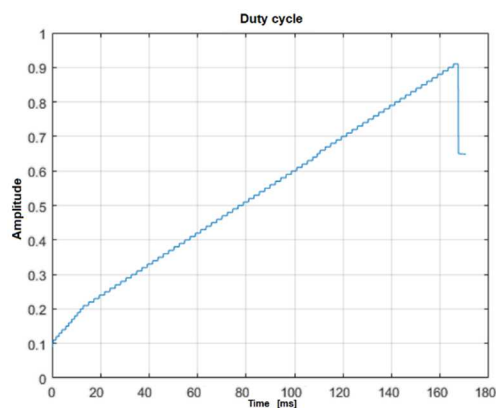


Figura 4.2 – Varrimento do fator de ciclo.

Assim, é garantida a análise dos valores de tensão e potência dentro da gama de valores do próprio sistema FV. Para o caso em particular o valor do fator de ciclo está limitado entre [0,10 a 0,92], como é possível observar no gráfico da Figura 4.2.

Este método tem a vantagem de ter como valor de referência o próprio fator de ciclo, o que permite a utilização direta do mesmo na deslocação do ponto de funcionamento para o ponto de máxima potência do sistema (Figura 4.3).

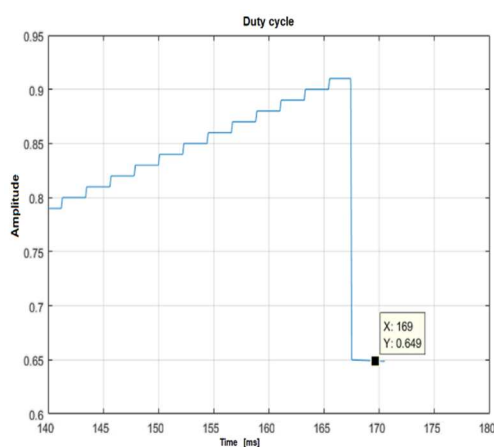


Figura 4.3 –Utilização do *duty cycle* na deslocação para o GP.

Assim após finalização deste processo em que é encontrado um ponto de operação próximo do máximo ponto global (GP), é aplicado unicamente o método P&O, que como analisado anteriormente, irá iniciar a subida da colina e encontrar o pico mais próximo do ponto obtido no varrimento do fator de ciclo, e que corresponderá ao GMPPT.

Para uma melhor compreensão da solução implementada é apresentado o fluxograma do algoritmo P&O adaptado onde é ilustrada a sequência de controlo utilizada.

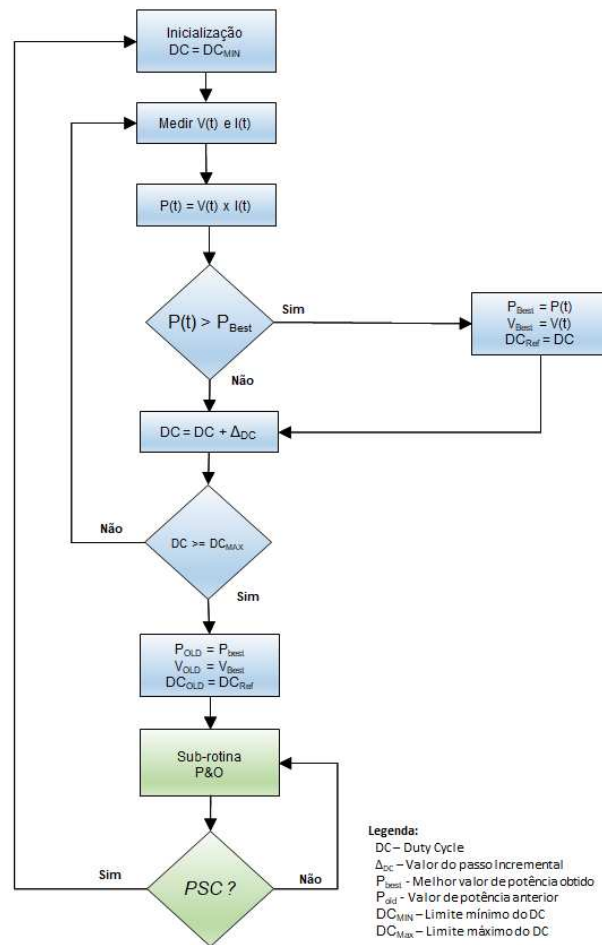


Figura 4.4 – Fluxograma do algoritmo P&O adaptado.

4.1.2. Algoritmo dPV/dt adaptado

Este algoritmo usa o mesmo princípio utilizado no algoritmo P&O adaptado descrito anteriormente, ou seja, o procedimento para encontrar o GMPP está dividido em duas fases, sendo estas as seguintes:

1. *Sweep duty cycle*.
2. Algoritmo dPV/dt original.

A primeira fase, *sweep duty cycle* corresponde ao varrimento que permite identificar o ponto de funcionamento do sistema FV próximo do ponto máximo global, como descrito anteriormente.

A segunda fase, corresponde à utilização no sistema do algoritmo no seu “formato original”, ou seja, a sua aplicação direta no sistema FV, mas com uma diferença, que se traduz no ponto zero do seu funcionamento, enquanto que num sistema que não leva em consideração as condições de sombreamento parcial, o ponto inicial do funcionamento do sistema (ponto zero) é irrelevante para que seja encontrado o máximo ponto de potência. Num sistema que considera as PSC, este depende da correta localização do ponto zero, para poder encontrar o máximo ponto de potência global, pelo que, o algoritmo dPV/dt adaptado é aplicado no seu formato original, mas por ser adaptado, é obrigatoriamente iniciado no valor de potência e tensão correspondente ao valor do fator de ciclo dado pela fase anterior (varrimento do fator de ciclo).

Para melhor compreensão da solução implementada é apresentado na Figura 4.5 o fluxograma do algoritmo dPV/dt adaptado onde é ilustrada a sequência de controlo utilizada.

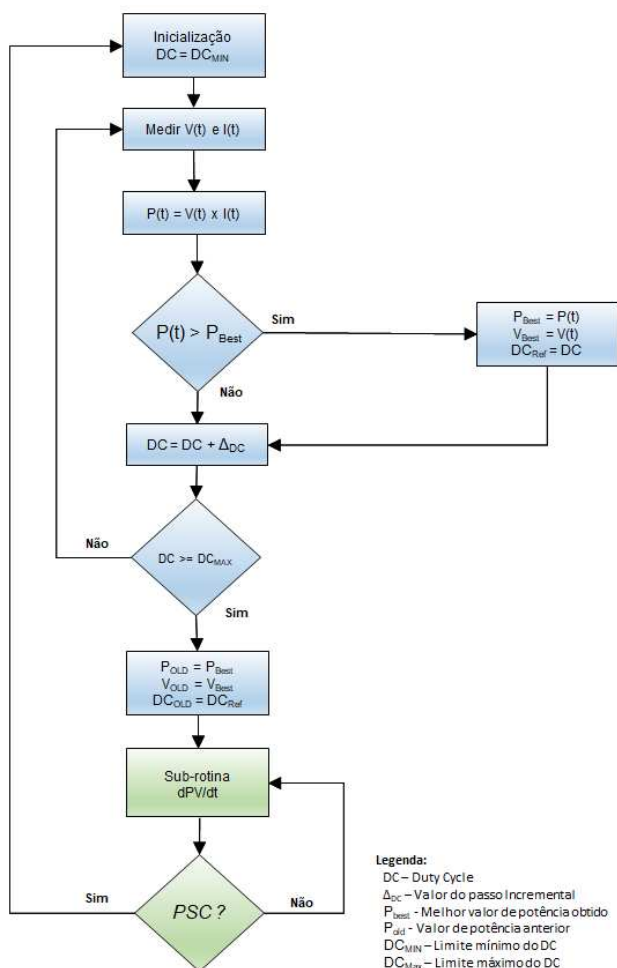


Figura 4.5 – Fluxograma do algoritmo dPV/dt adaptado.

4.1.3. Algoritmo Genético

Na aplicação do algoritmo genético em situações de PSC num sistema de produção fotovoltaica é importante encontrar uma dimensão adequada para a população, ou seja, nem muito pequena que possa levar a um maior número de iterações, nem muito grande que possa levar a um aumento dos cálculos proporcional à dimensão dessa população. Nos ensaios realizados a população inicial ficou em torno dos vinte elementos, originando uma avaliação de aptidão num total de quarenta elementos na medida em que este algoritmo em particular dá origem a dois novos elementos por cada par inicial. Para cada elemento foi estabelecida uma relação direta entre os “cromossomas” e o fator de ciclo, permitindo assim, ter uma referência direta com o valor da potência, que é usada para avaliar a aptidão da solução candidata [47] [70] .

A fase de mutação revelou-se um processo delicado, no sentido em que dava origem por vezes a soluções distantes do objetivo, provocando instabilidade no sistema FV, assim foi considerada a hipótese de retirar esta fase do algoritmo genético, mas como em contrapartida, este mesmo processo também gerava soluções mais próximas do objetivo, optou-se por a incluir, mas complementada por dois “filtros” que evitassem instabilidades, sendo estes os seguintes:

- Limitação dos valores obtidos.
- Ordenação dos valores para teste de aptidão.

O primeiro filtro como o próprio nome indica estabelece parâmetros limites admitidos para o valor do fator de ciclo após mutação, sendo este estabelecido de acordo com os seguintes critérios:

$$\begin{cases} DC = 0,30 \text{ se } DC < 0,30 \\ DC = 0,85 \text{ se } DC > 0,85 \end{cases}$$

O segundo filtro estabelece a ordenação da população com base no fator de ciclo por sequência crescente ou decrescente, aumentando assim a estabilidade do sistema por cada iteração.

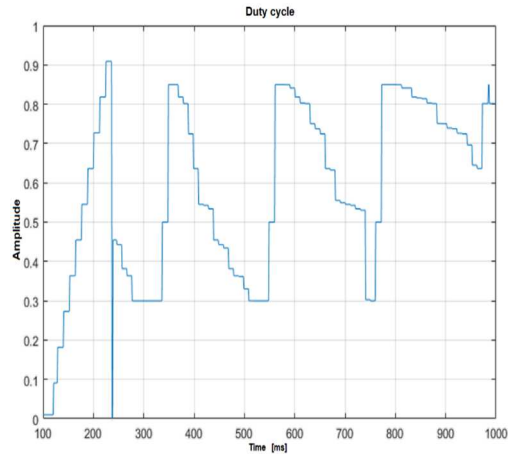


Figura 4.6 –Resultado dos filtros aplicados no *duty cycle* após mutação.

Outra característica relevante deste algoritmo genético em particular é a seleção dos pares para cruzamento, esta seleção não é feita de forma aleatória mas sim seletiva, pela escolha ordenada dos elementos mais aptos da população, que são assim cruzados, dando origem à geração de dois novos elementos que teoricamente serão tão aptos ou mais comparativamente aos seus progenitores, aumentando desta forma as hipóteses de melhorar a qualidade e número de elementos mais aptos dentro da população, na medida em que é feita uma seleção para cruzamento entre os mais aptos.

Assim a partir deste método é possível verificar que ao fim de poucas iterações, neste caso quatro, o conjunto de valores solução estão próximos uns dos outros, dentro da gama de valores expetáveis como solução:

Tabela 4.1 – Conjunto das soluções possíveis na iteração nº 4.

E1	0.8500
E2	0.8500
E3	0.8496
E4	0.8415
E5	0.8412
E6	0.8412
E7	0.8190
E8	0.8182
E9	0.8158
E10	0.8155
E11	0.8148
E12	0.8143
E13	0.8092
E14	0.8031
E15	0.8031
E16	0.8015
E17	0.7600
E18	0.7511
E19	0.7412
E20	0.7391

Para melhor compreensão da solução implementada é apresentado na Figura 4.7 o fluxograma do algoritmo genético onde é ilustrada a sequência de controlo utilizada.

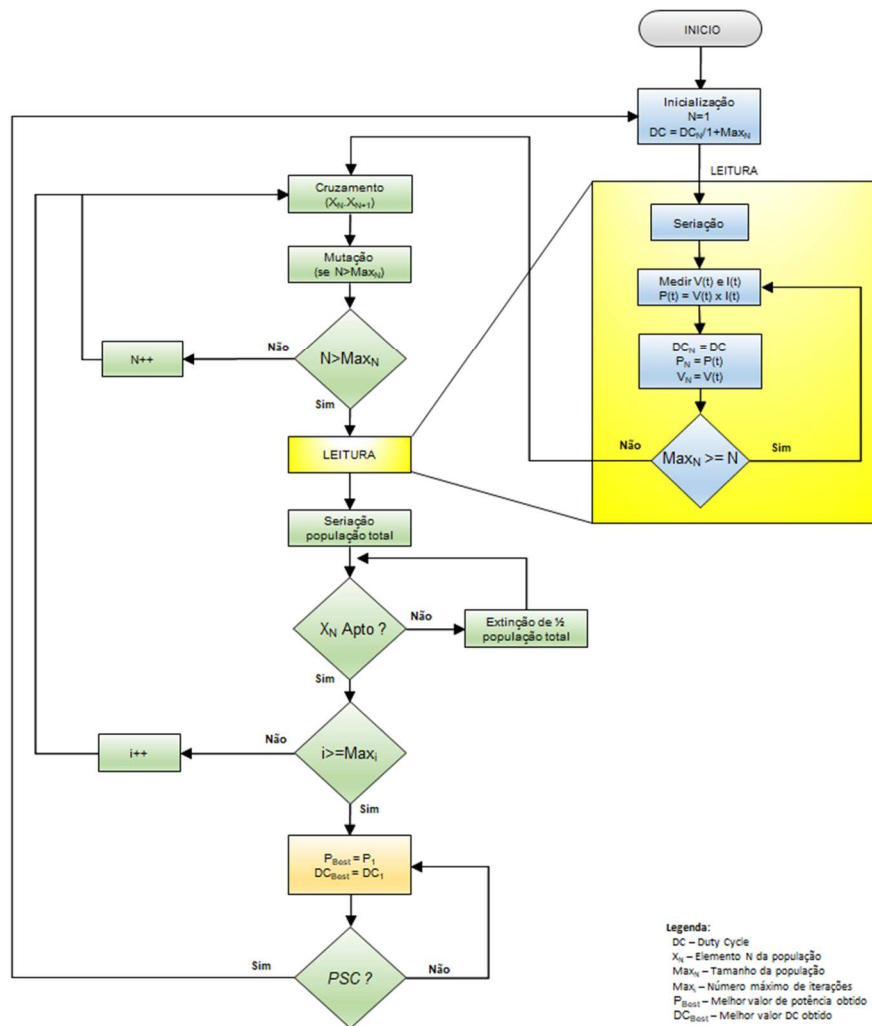


Figura 4.7 – Fluxograma do algoritmo genético.

Como regra de paragem para este algoritmo foi determinado um número fixo de iterações, a partir do qual o resultado solução se mostrou satisfatório nas simulações realizadas.

4.1.4. Algoritmo PSO

À semelhança do GA o algoritmo de otimização por enxame de partículas, também está dependente de uma população inicial, neste caso, do número inicial de partículas, que se mantém inalterado durante todo o processo de procura da melhor solução. Nos ensaios realizados com o algoritmo PSO o número de partículas ficou em torno de dez, número que se mostrou adequado, na procura de uma solução satisfatória e com boa performance. O número de iterações também

foi neste caso o critério de paragem escolhido, para a obtenção da melhor solução. No caso em particular do PSO implementado, a informação inicial de cada partícula é obtida a partir de uma distribuição uniforme ao longo da curva característica P-V, tal como ilustrado na Figura 4.8 em baixo.

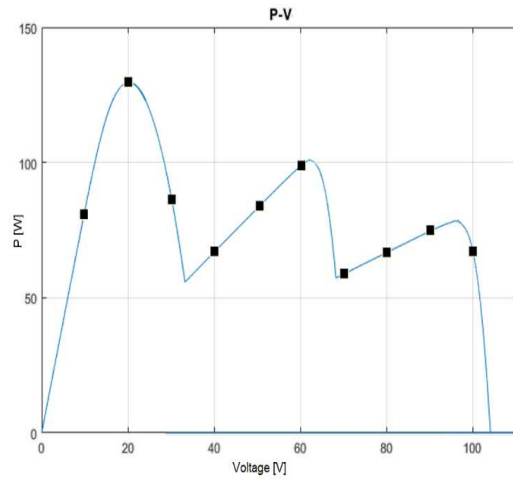


Figura 4.8 – Leitura inicial das soluções candidatas.

Assim que é obtida a informação de todas as partículas, é iniciado o ciclo de busca da melhor solução, aqui, mostrou-se crucial os valores a atribuir aos coeficientes w , C_1 e C_2 . A importância da correta parametrização é tal que se não for a adequada não existirá convergência para uma solução satisfatória. Uma das soluções passa por definir um coeficiente de constricção X , como função de φ e K , de acordo com a Figura 4.9 [86] [87] .

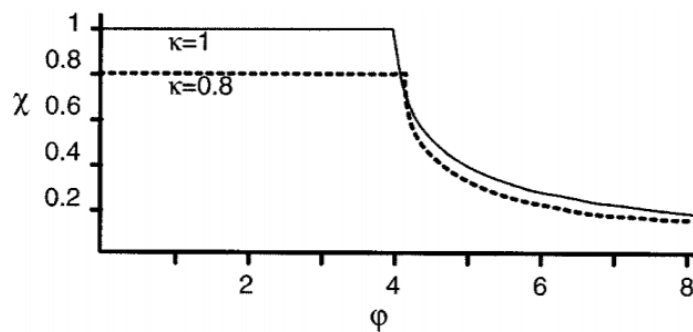


Figura 4.9 – Coeficiente de constricção X .

Sendo :

$$\varphi = \varphi_1 + \varphi_2 \quad (4.1)$$

$$X = \begin{cases} \frac{2K}{\varphi - 2 + \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}, & \text{para } \varphi > 4 \\ \text{senão} = K \end{cases} \quad (4.2)$$

$$K \in]0, 1[\quad (4.3)$$

Em que:

$$w = X \quad (4.4)$$

$$C_1 = X \cdot \varphi_1 \quad (4.5)$$

$$C_2 = X \cdot \varphi_2 \quad (4.6)$$

Sendo uma das configurações admissíveis para a convergência, dada pelos seguintes valores: $w = 1$, $K = 0,8$ e $\varphi = 4,1$.

No entanto foi experimentado também em alternativa, além do método descrito no capítulo 3 (3.44), uma técnica de grande simplicidade baseado no princípio do método utilizado na versão experimental [86] em que w é atualizado de acordo com a seguinte equação:

$$w^{k+1} = 0,9 \cdot w^k \quad (4.7)$$

Sendo K o número de iterações, obtendo-se desta forma um índice de convergência bastante satisfatório, tal como mostra a tabela em que se verifica a existência de várias soluções possíveis ainda num ciclo de iteração inicial, neste caso na iteração nº 9.

Tabela 4.2 – Conjunto das soluções possíveis na iteração nº 9.

E1	129.3604
E2	129.2135
E3	129.5568
E4	129.2086
E5	129.5332
E6	129.2066
E7	129.5275
E8	129.5947
E9	129.3830
E10	129.4990

Para melhor compreensão da solução implementada é apresentado o fluxograma do algoritmo PSO onde é ilustrada a sequência de controlo utilizada.

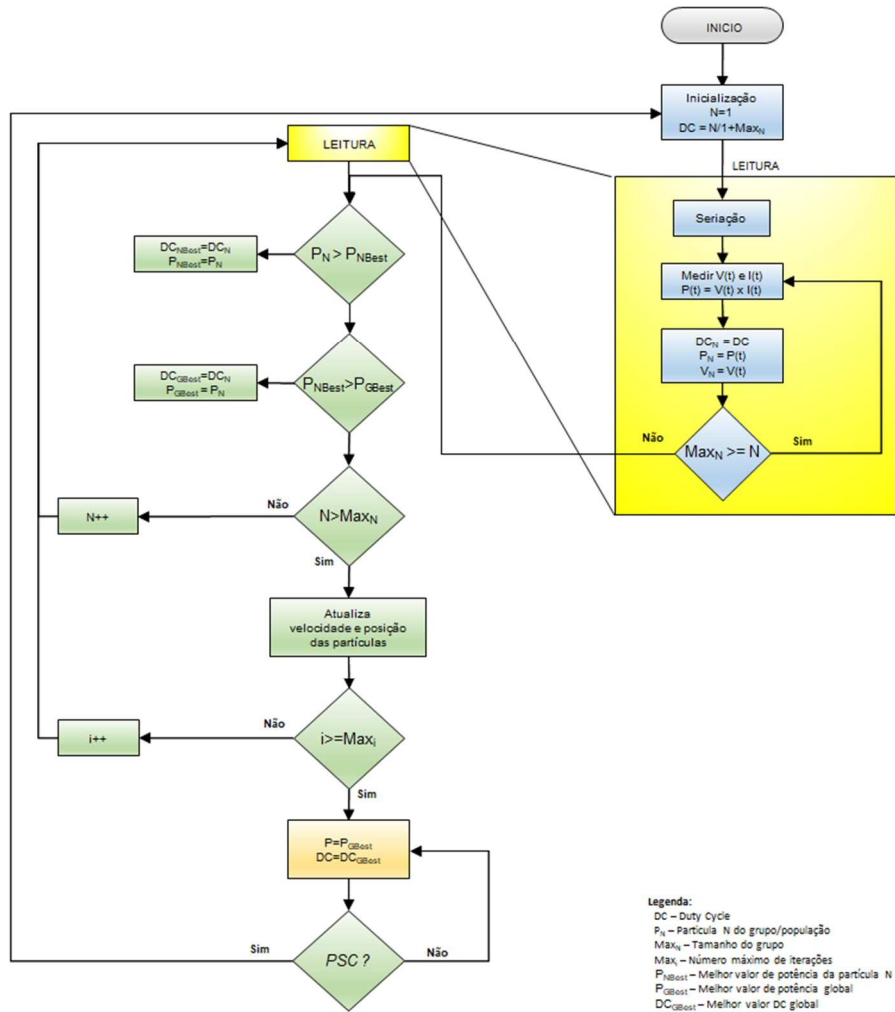


Figura 4.10 – Fluxograma do algoritmo PSO.

Como regra de paragem para este algoritmo foi determinado um número fixo de iterações, a partir do qual o resultado solução se mostrou satisfatório nas simulações realizadas.

4.1.5. Algoritmo híbrido PSO-dPV/dt

Tal como descrito no capítulo anterior este método combina dois algoritmos com boa performance com o objetivo de obter de forma mais eficiente uma solução para o problema. Assim foi selecionado um híbrido inovador que combina um abordagem meta-heurística a partir da utilização do método PSO, em colaboração com o método de busca dPV/dt já abordado no capítulo anterior.

À semelhança dos algoritmos adaptados P&O e dPV/dt, para o algoritmo híbrido também se optou por uma solução sequencial, ou seja, primeiro é aplicado um método e quando se obtiver um resultado satisfatório é de seguida aplicado o outro método. A sequência escolhida para este híbrido passa por aplicar o algoritmo PSO primeiro e de seguida o dPV/dt.

Tanto o PSO, como o dPV/dt, já tinham sido implementados e afinados de forma individual, logo não se verificaram dificuldades acrescidas na implementação, na medida em que, estes são utilizados separadamente um a seguir ao outro e os parâmetros usado para o seu funcionamento são rigorosamente iguais.

Será, no entanto, importante referir que este híbrido está mais bem adaptado às condições reais, na medida em que, depois de encontrada uma solução possível, entra em funcionamento o algoritmo dPV/dt, que recolhe a informação da solução anterior e segue a partir do ponto de funcionamento do sistema e de forma continua vai procurar um ponto de funcionamento que seja mais eficiente, mesmo quando possam existir variações intrínsecas ao próprio sistema, como por exemplo, variações na temperatura dos painéis.

Outra característica importante é a capacidade para identificar alterações das condições parciais de sombreamento e nestes casos ser capaz de reiniciar todo o processo, garantido assim o funcionamento do sistema no máximo ponto global. Assim sendo, o procedimento de busca é sempre reiniciado quando se verifica a seguinte condição:

$$\left| \frac{P^k - P^{k-1}}{P^k} \right| > \Delta P_{max} \quad (4.8)$$

Sendo $\Delta P_{max} = 0,1$.

Ou seja, o sistema é reinicializado se se verificar uma variação na produção de energia do sistema fotovoltaico igual ou superior a 10%.

Além do que já foi descrito sobre este algoritmo foi ensaiado um conceito inovador ou conceito da velocidade adaptativa que leva em consideração também a pior experiência vivida por cada partícula, ou seja, $Pworst_i^k$ que é a pior posição já encontrada pela partícula i , em que a velocidade da mesma é acelerada quando a partícula estiver perto deste ponto, com o objetivo de se afastar do mesmo e por outro lado a velocidade não é acelerada quando estiver longe de um ponto mau. Assim foi incluído um novo coeficiente C_w que leva em consideração a distância a que a partícula está do pior ponto, de acordo com a equação:

$$C_w = 1. a / \left| \frac{Pworst_i^k - x_i^k}{Pworst_i^k} \right| \quad (4.9)$$

Onde:

- a – Coeficiente de ganho.

Sendo o mesmo considerado na equação principal da velocidade da partícula da forma seguinte:

$$vel_i^{k+1} = C_w \cdot w \cdot vel_i^{k+1} + C_2 \cdot rand_1^k (Pbest_i^k - x_i^k) + C_2 \cdot rand_2^k (Gbest_i^k - x_i^k) \quad (4.10)$$

Para melhor compreensão da solução implementada é apresentado o fluxograma do algoritmo híbrido PSO-dPV/dt onde é ilustrada a sequência de controlo utilizada.

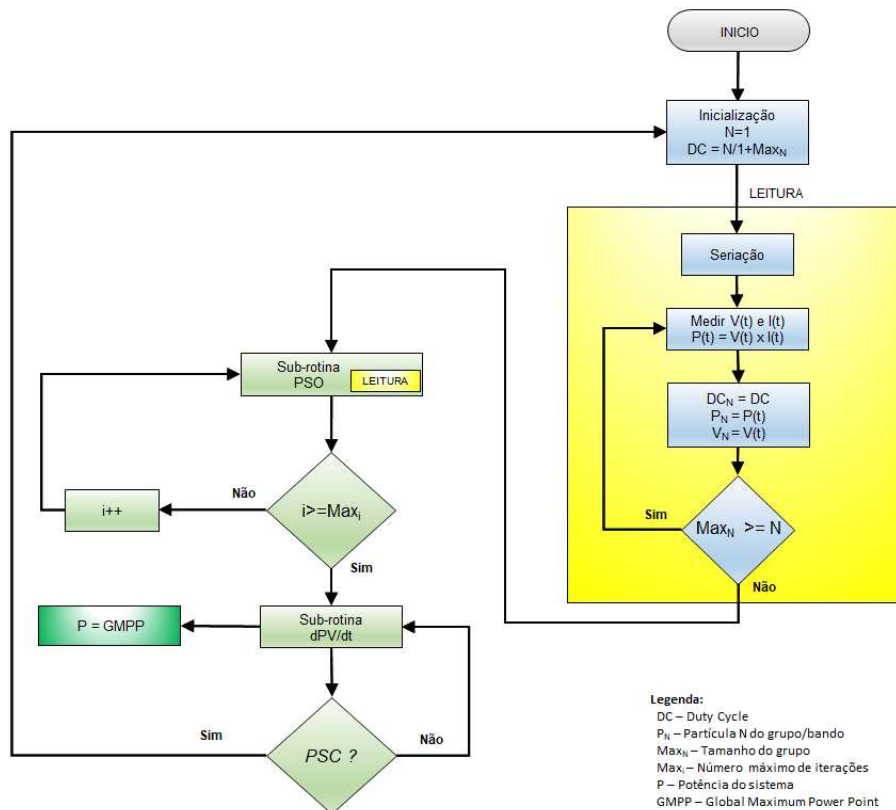


Figura 4.11 – Fluxograma do algoritmo híbrido PSO-dPV/dt.

Os cinco algoritmos aqui apresentados foram implementados em ambiente computacional Matlab/Simulink, onde se procedeu a ensaios com alguns painéis em PSC para testes de robustez e validação dos mesmos. Onde existiu necessidade foram feitos ajustes de parâmetros para permitir a sua utilização e a realização de estudo e ensaios, tal como, pode ser observado no capítulo seguinte.

Capítulo 5

Casos de estudo

Neste capítulo será utilizado uma configuração de módulos fotovoltaicos ligados em série, usados como modelo de estudo. A partir do modelo de estudo, serão apresentados resultados do comportamento dinâmico dos algoritmos propostos no capítulo anterior por meio de simulações, com o objetivo de avaliar o seu funcionamento e/ou confirmar os pressupostos teóricos. Recorreu-se ao software Matlab/Simulink para desenvolver e implementar os modelos computacionais dos diversos métodos de rastreamento global.

5.1. Modelo de estudo

Na Figura 5.1 é apresentado um sistema de produção fotovoltaica a utilizar como modelo de estudo neste capítulo, sendo que o mesmo é composto pelo sistema de produção de energia fotovoltaica propriamente dito, o qual é constituído por três módulos fotovoltaicos ligados numa configuração em série, um conversor CC/CC que está ligado a uma carga e o módulo de controlo composto pelo algoritmo GMPPT e respetivo modulador PWM.

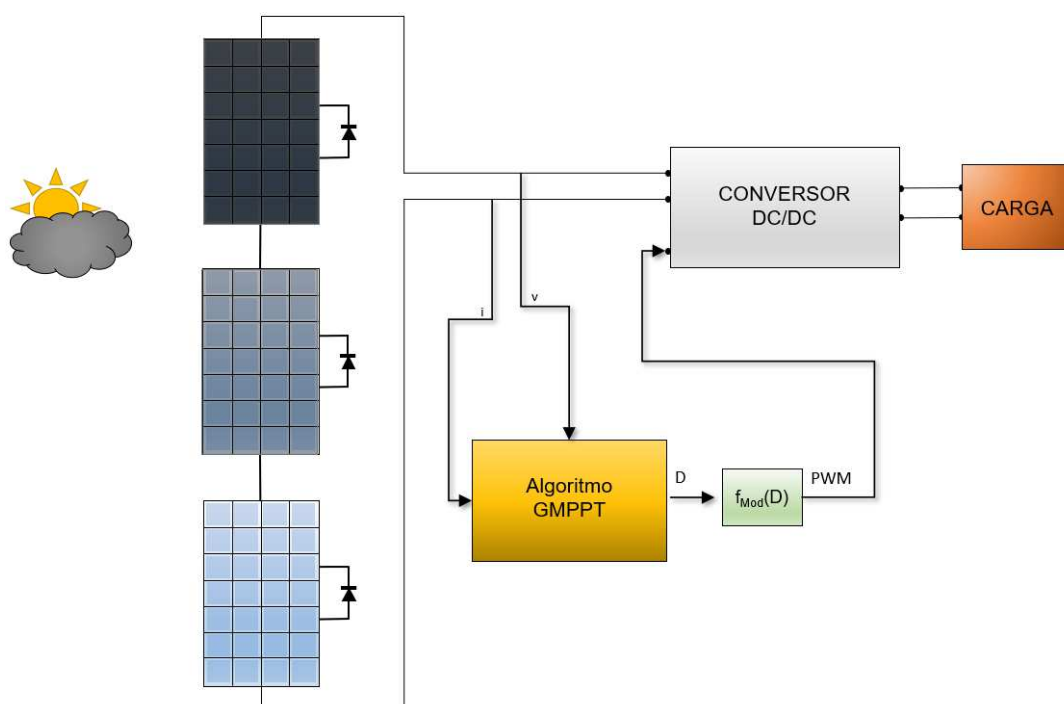


Figura 5.1 – Diagrama simplificado do caso de estudo.

No diagrama de blocos do modelo de estudo está representado o bloco, Algoritmo GMPPT, que é usado para “receber” e ensaiar, os algoritmos GMPPT propostos no capítulo 4. Cada algoritmo proposto será testado individualmente no bloco. O sistema propriamente dito, será submetido a diferentes condições de radiação solar durante os ensaios a realizar. De uma forma genérica o sistema de estudo será utilizado em dois momentos distintos de radiação solar, um em condições uniformes de radiação e outro em condições de sombreamento parcial.

Para a sequência de painéis fotovoltaicos foram considerados os módulos monocristalinos da LG de 230W e 60 células (LG230M1C). Sendo as especificações deste módulo apresentadas na Tabela 5.1 em baixo:

Tabela 5.1 – Especificações do módulo LG230M1C.

Electrical Proprieties STC	
Max. Output (Pmax)	230 Wp
Performance Tolerance	0~+3%
Module Efficiency	14,30%
MPP voltage (Vmpp)	29,5 V
MPP current (Impp)	7,81 A
Voc	36,6 V
Isc	8,37 A
Number Serie Cell	60
Rsh	199,63
Rs	0,3526

As curvas características do módulo (LG230M1C) fornecidas pelo fabricante, são apresentadas na Figura 5.2.

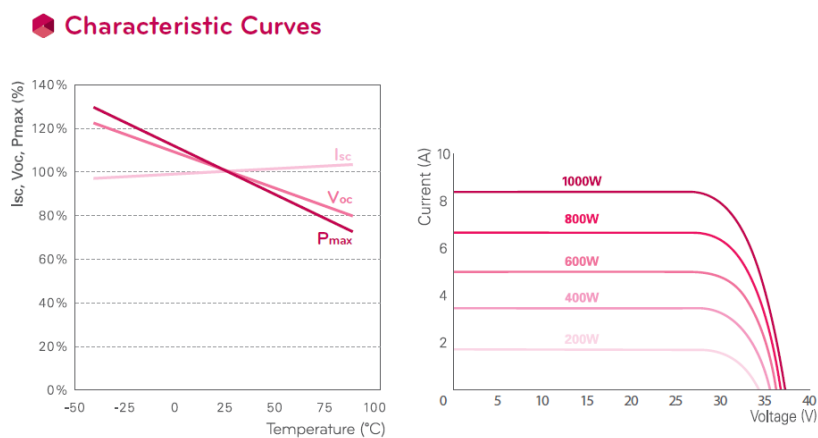


Figura 5.2 – Curvas características do módulo fotovoltaico fornecidas pelo fabricante.

5.1.1. Condições de radiação solar uniforme

Para análise do sistema FV em condições de radiação solar uniforme, foi implementado em Matlab/Simulink um modelo baseado no modelo de estudo em que é possível obter os valores de corrente e tensão à saída do sistema FV, alterando de forma progressiva o valor da corrente na carga (Figura 5.3).

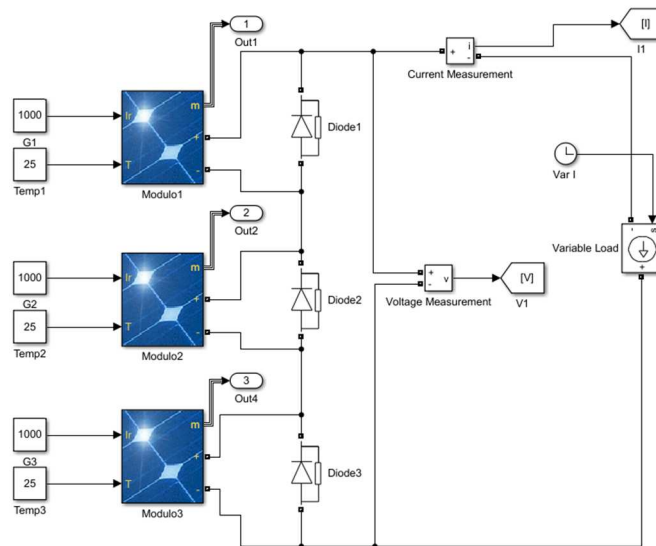


Figura 5.3 – Modelo de ensaio para registo de curvas I-V e P-V.

Assim, é possível obter as curvas características do sistema, alterando os parâmetros radiação solar e temperatura. Para este ensaio o valor de temperatura foi mantido estável em 25°C, tendo sido realizados dois ensaios com a radiação uniforme em todos os módulos, o primeiro com níveis de radiação elevados (1000W/m²) correspondendo a uma radiação solar direta sobre os módulos e o segundo com níveis de radiação baixos (300W/m²), correspondendo a uma radiação solar difusa e/ou indireta.

Assim para o primeiro ensaio obtiveram-se as curvas da Figura 5.4 com uma radiação solar de 1000 W/m².

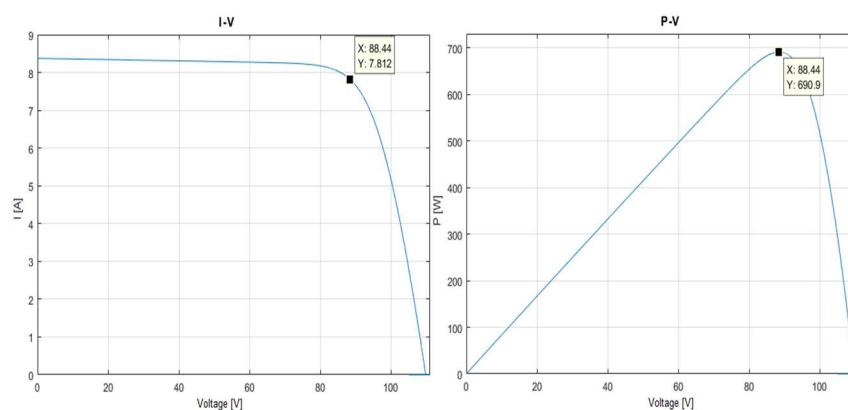


Figura 5.4 – Curvas características do modelo de estudo com 1000 W/m².

Para o segundo ensaio, obtiveram-se as curvas da Figura 5.5 com uma radiação solar de 300 W/m².

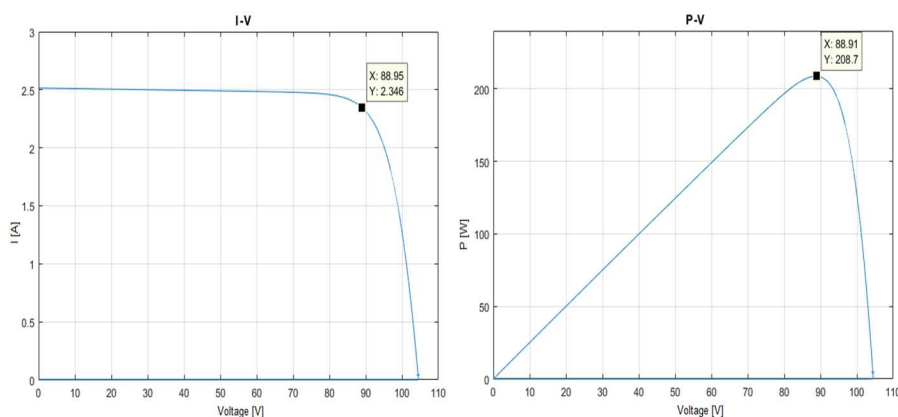


Figura 5.5 – Curvas características do modelo de estudo com 300 W/m².

A partir dos ensaios pode-se observar que quando existe uma variação da radiação solar e esta mantêm-se uniforme sobre todos os módulos do sistema fotovoltaico, verifica-se uma alteração no valor da potência que é proporcional à radiação solar, no entanto, mesmo existindo uma alteração considerável na potência produzida pelo sistema (no caso particular cerca de 30%) é mantido consistente entre ambas as situações um único pico de potência, correspondente ao valor MPP para essa situação particular de radiação solar.

5.1.2. Condições de radiação solar com sombreamento parcial

As características de um sistema FV são alteradas quando a totalidade ou parte dos módulos FV ficam sobre efeitos de sombreamento. Esta situação merece uma atenção especial quando módulos ligados em série recebem diferentes níveis de radiação. Neste caso, se o módulo não estiver protegido por um diodo de passagem, pode ficar com células permanentemente destruídas, devido ao sobre aquecimento (*Hot Spot*). Para evitar a destruição das células é fundamental a existência de pelo menos um diodo de passagem por módulo FV. Por outro lado, a existência destes diodos, em condições de radiação não uniforme, originam alterações no formato das curvas características I-V e P-V, dando origem a um conjunto de picos coincidentes com o número de diodos *bypass* colocados no sistema FV. Assim, para estudar este efeito considerou-se 3 painéis FV, em que, em cada um deles foi colocado um diodo *bypass*.

Considerou-se para o modelo de estudo, um conjunto de casos com variação da irradiância em cada módulo, mantendo a mesma temperatura (25°C) de acordo com a Tabela 5.2 em baixo:

Tabela 5.2 – Casos de estudo com PSC.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Modulo 1	1000	200	800
Modulo 2	600	1000	400
Modulo 3	300	100	1000

5.1.2.1. CASO 1

Assim para o ensaio do caso 1 obtiveram-se as curvas da Figura 5.6 com uma radiação solar de acordo com a Tabela 5.2.

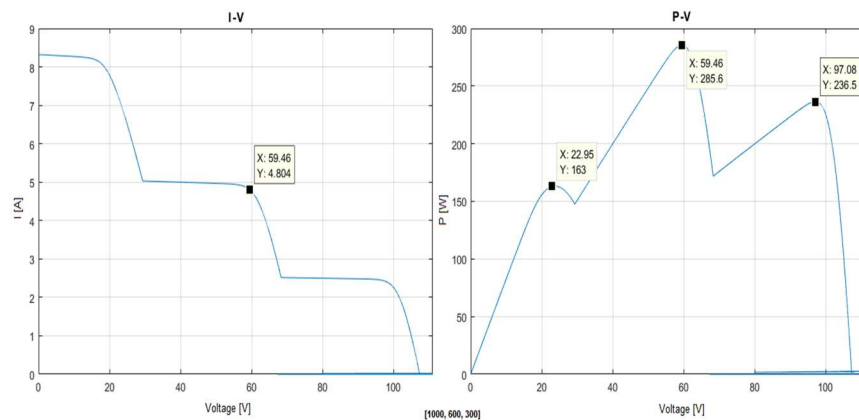


Figura 5.6 – Curvas características do modelo de estudo - Caso 1.

5.1.2.2. CASO 2

Para o ensaio do caso 2 obtiveram-se as curvas da Figura 5.7 com uma radiação solar de acordo com a Tabela 5.2.

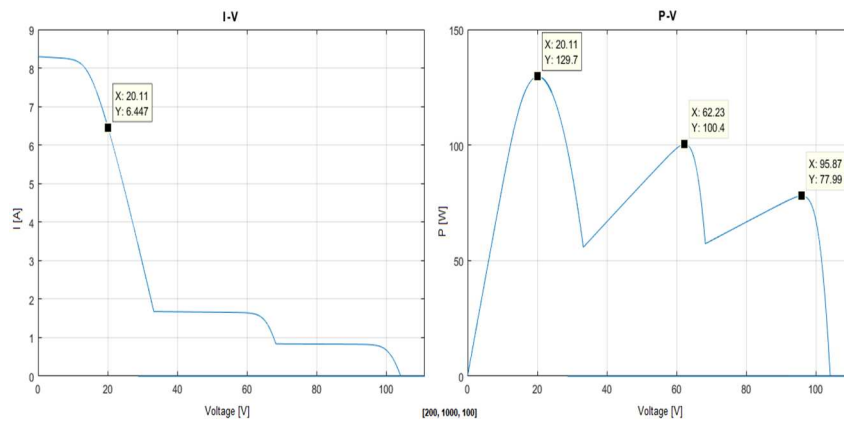


Figura 5.7 – Curvas características do modelo de estudo - Caso 2.

5.1.2.3. CASO 3

Relativamente ao ensaio do caso 3 obtiveram-se as curvas da Figura 5.8 com uma radiação solar de acordo com a Tabela 5.2.

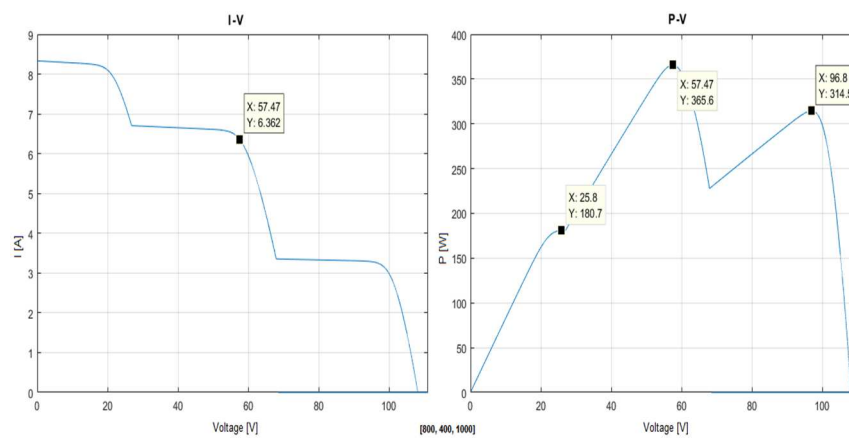


Figura 5.8 – Curvas características do modelo de estudo - Caso 3.

5.1.3. Casos de estudo / implementação dos algoritmos

Para a avaliação dos algoritmos, o modelo de estudo apresentado na Figura 5.1 será utilizado em três fases distintas, a partir do qual será possível observar os resultados de busca, para os cinco algoritmos em cada gráfico apresentado e nos respectivos gráficos fazer o seguimento ao longo do tempo do seu ponto de funcionamento.

Na primeira fase, será efetuada a análise do comportamento dinâmico do sistema fotovoltaico para as seguintes situações de irradiância:

- Em condições de radiação solar uniforme.
 - a. Com uma radiação solar de 1000 W/m^2 .
 - b. Com uma radiação solar de 300 W/m^2 .

Na segunda fase, será efetuada a análise do comportamento dinâmico do sistema fotovoltaico para as seguintes situações de irradiância:

Em condições de radiação solar com sombreamento parcial, de acordo com a Tabela 5.2 para os seguintes casos:

- c. Caso 1.
- d. Caso 2.
- e. Caso 3.

Na terceira fase, será realizada uma simulação de funcionamento onde se pretende que o sistema detete uma situação PSC e localize o GP. Em particular o sistema encontra-se a funcionar com uma radiação solar de 1000 W/m^2 em todos os painéis e no tempo 0,5 segundos, passa para uma situação PSC correspondente ao Caso 2.

Para estes ensaios o valor da temperatura foi mantido estável em 25°C, tendo os mesmos sido realizados nos cinco algoritmos propostos:

- Algoritmo P&O adaptado.
- Algoritmo dPV/dt adaptado.
- Algoritmo Genético.
- Algoritmo PSO.
- Algoritmo híbrido PSO-dPV/dt.

5.1.3.1. ALGORITMO P&O ADAPTADO

Para a primeira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.9 com uma radiação solar de 1000W/m² e 300W/m² respetivamente:

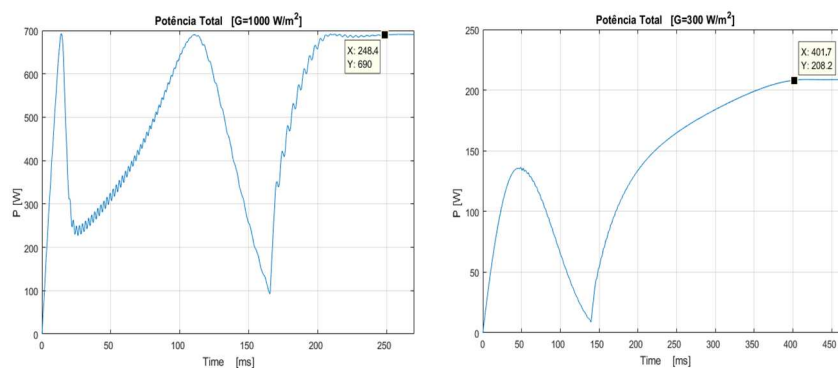


Figura 5.9 – Potência de saída com o método P&O e radiação uniforme.

Relativamente à segunda fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.10 para os três casos apresentados na Tabela 5.2.

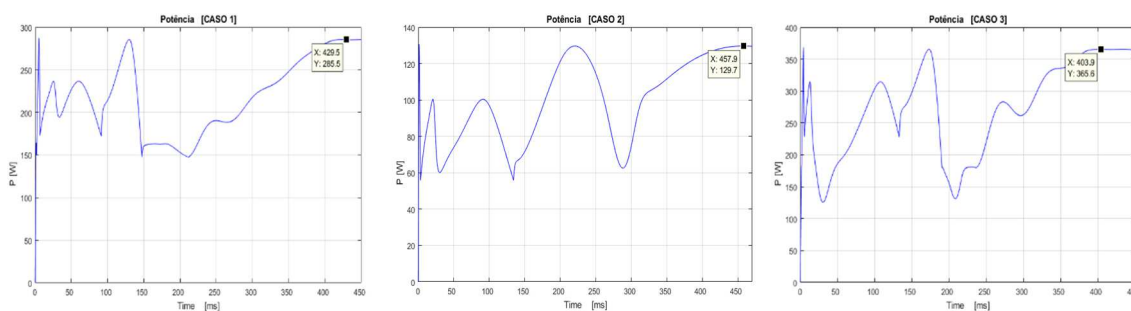


Figura 5.10 – Potência de saída com o método P&O em PSC.

Na terceira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.11 que ilustra no tempo 0,5s a detecção PSC e posterior localização do ponto GP.

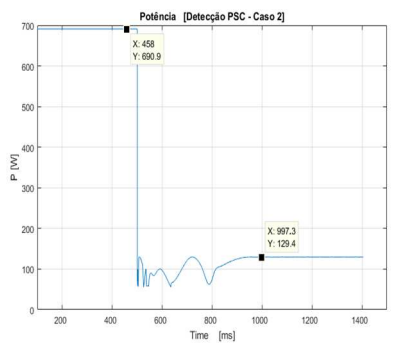


Figura 5.11 – Detecção PSC com o método P&O no tempo 0,5s e localização GP.

5.1.3.2. ALGORITMO dPV/dt ADAPTADO

Para a primeira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.12 com uma radiação solar de 1000 W/m^2 e 300 W/m^2 respetivamente. Comparando com o algoritmo anterior é possível verificar que o tempo para atingir o MPP no primeiro caso é mais ou menos idêntico, mas relativamente ao segundo caso é mais rápido.

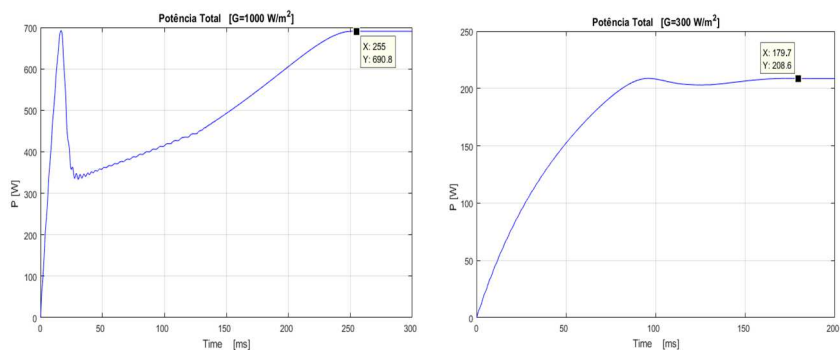


Figura 5.12 – Potência de saída com o método dPV/dt e radiação uniforme.

Relativamente à segunda fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.13 para os três casos apresentados na Tabela 5.2. Nesta situação verifica-se que este algoritmo apresenta uma rapidez muito maior a atingir o GMPP.

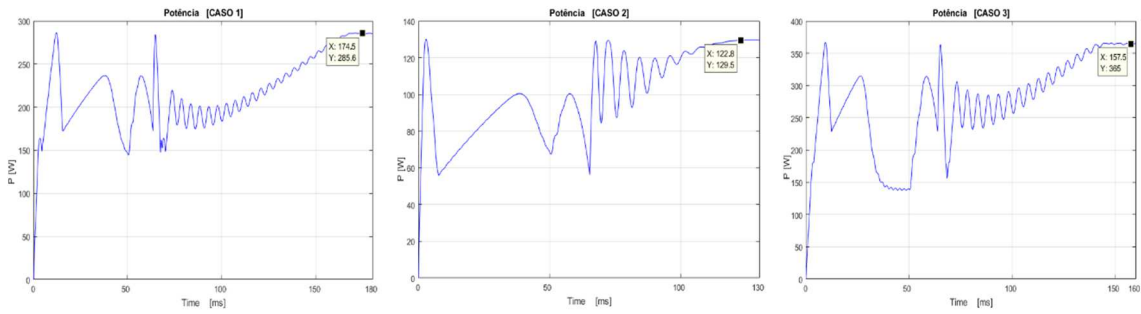


Figura 5.13 – Potência de saída com o método dPV/dt em PSC.

Na terceira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.14 que ilustra no tempo 0,5s a detecção PSC e posterior localização do ponto GP.

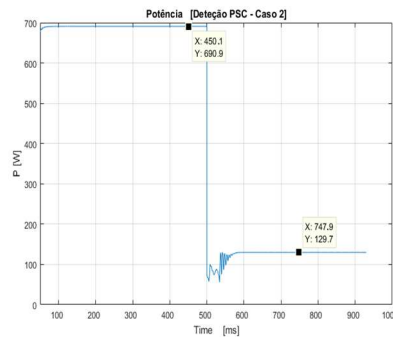


Figura 5.14 – Detecção PSC método dPV/dt no tempo 0,5s e localização GP.

5.1.3.3. ALGORITMO GENÉTICO

Para a primeira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.15 com uma radiação solar de 1000 W/m^2 e 300 W/m^2 respetivamente. Comparativamente com os algoritmos anteriores, verifica-se que neste caso o tempo para se atingir o MPP é bem superior.

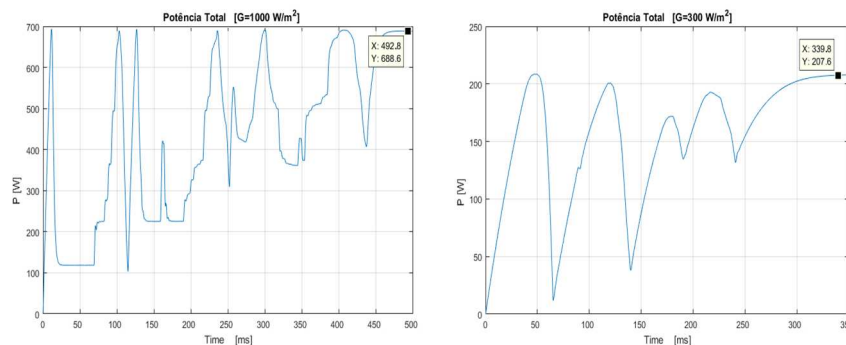


Figura 5.15 – Potência de saída com o algoritmo genético (5 iteração) e radiação uniforme.

Para a segunda fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.16 para os três casos apresentados na Tabela 5.2. Para esta situação de sombreamento, verifica-se também que o tempo para se atingir o GMPP é bem superior aos algoritmos anteriores.

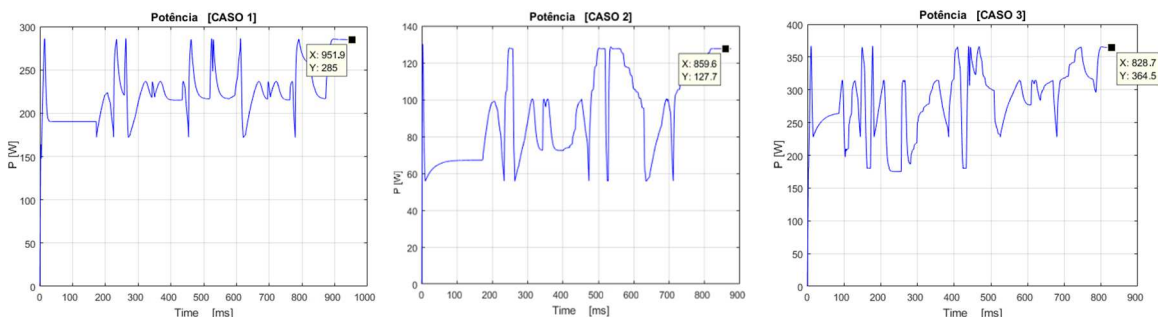


Figura 5.16 – Potência de saída com o algoritmo genético (5 iteração) em PSC.

Nos gráficos é possível observar diversas transições abruptas sem que exista uma continuidade, estes pontos, são provocados por novos elementos que sofreram uma mutação mais marcada, em que a mesma dá origem a resultados não convergentes.

Na terceira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.17 que ilustra no tempo 0,5s a deteção PSC e posterior localização do ponto GP.

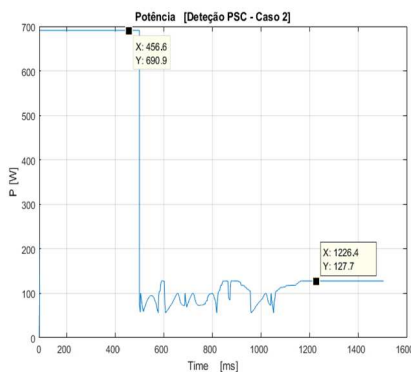


Figura 5.17 – Deteção PSC com algoritmo genético no tempo 0,5s e localização GP.

5.1.3.4. ALGORITMO PSO

Para a primeira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.18 com uma radiação solar de 1000 W/m^2 e 300 W/m^2 respetivamente. Comparativamente ao algoritmo anterior verifica-se no PSO um tempo para atingir o MPP bem inferior. Contudo, não apresentar melhorias face ao algoritmo dPV/dt.

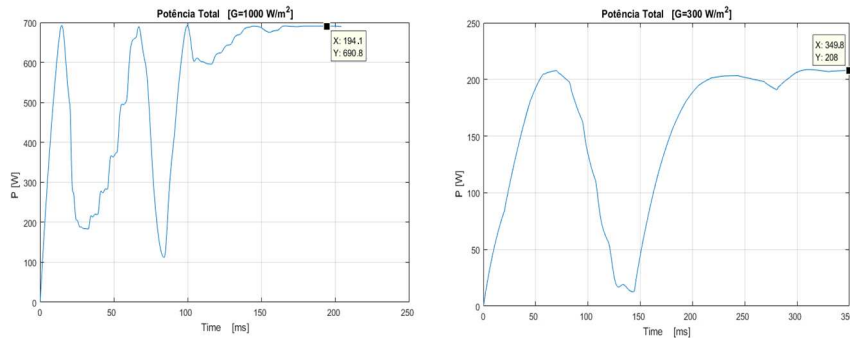


Figura 5.18 – Potência de saída com o algoritmo PSO (10 iteração) e radiação uniforme.

Quanto à segunda fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.19 para os três casos apresentados na Tabela 5.2 à imagem do que se verificou para a primeira fase, este algoritmo apresentou resultados bem inferiores ao algoritmo genético, mas com resultados superiores ao dPV/dt.

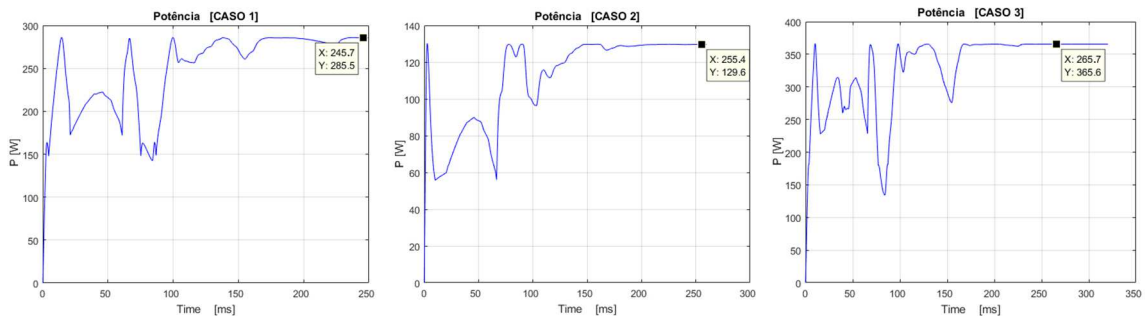


Figura 5.19 – Potência de saída com o algoritmo PSO (10 iteração) em PSC.

Na terceira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.20 que ilustra no tempo 0,5s a detecção PSC e posterior localização do ponto GP.

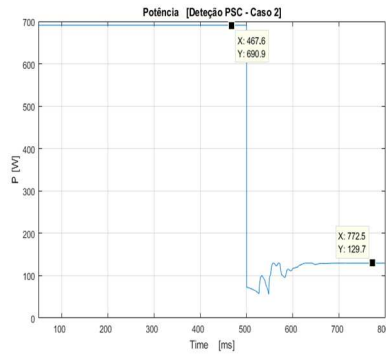


Figura 5.20 – Detecção PSC com o algoritmo PSO no tempo 0,5s e localização GP.

5.1.3.5. ALGORITMO HÍBRIDO PSO-dPV/dt

Para a primeira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.21 com uma radiação solar de 1000 W/m² e 300 W/m² respetivamente. Com este algoritmo verifica-se que existe uma melhoria face ao algoritmo PSO. No entanto, comparativamente ao dPV/dt adaptado continua a não apresentar melhorias.

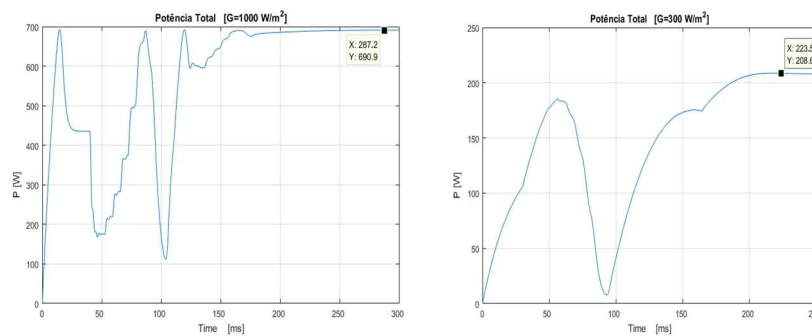


Figura 5.21 – Potência de saída com o método híbrido e radiação uniforme.

Para a segunda fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.22 para os três casos apresentados na Tabela 5.2. Comparativamente com o algoritmo PSO, verifica-se uma ligeira melhoria nos casos 2 e 3. Contudo, relativamente ao caso 1 verifica-se que foi obtido um resultado muito inferior.

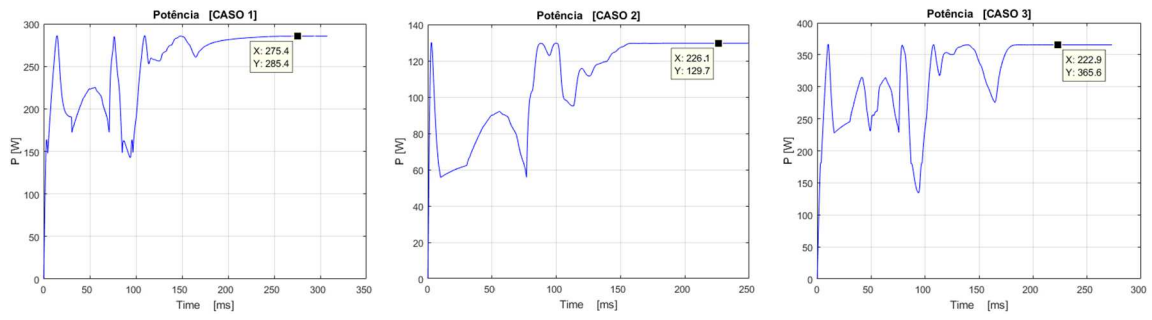


Figura 5.22 – Potência de saída com o método híbrido em PSC.

Na terceira fase obtiveram-se as curvas da Figura 5.23 que ilustra no tempo 0,5s a detecção PSC e posterior localização do ponto GP.

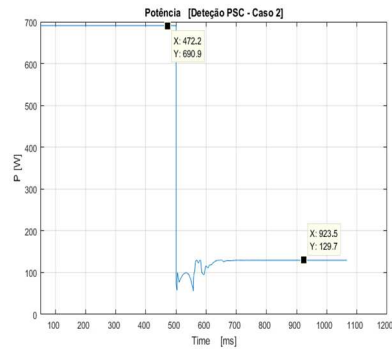


Figura 5.23 – Detecção PSC método híbrido no tempo 0,5s e localização GP.

5.1.3.6. COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

No conjunto dos cinco algoritmos é possível observar nas figuras referentes a cada um, que em todos foi possível encontrar com sucesso o ponto de máxima potência global, isto para as diversas situações de teste, ou seja, nas duas situações de radiação solar uniforme, nas três situações referentes aos casos de estudo PSC e na detecção da condição parcial de sombreamento.

A grande diferença encontrada está no tempo de convergência para localizar o ponto global, que é diferente de método para método conforme foi referido anteriormente. Comparando agora todos os métodos e todos os casos, os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Tempo de convergência dos algoritmos [ms].

	1000 W/m ²	300 W/m ²	Caso 1	Caso 2	Caso 3	PSC	Média [ms]
P&O A.	248.4	401.7	429.5	457.9	403.9	462.5	400.65
dPV/dt A.	255	179.7	174.5	122.8	157.5	124	168.92
GA	492.8	339.8	951.9	859.6	828.7	868.2	723.5
PSO	194.1	349.8	245.7	255.4	265.7	258	261.45
Hybrid	287.2	223.5	275.4	226.1	222.9	228.4	243.92

A partir da média dos tempos registados para cada algoritmo é possível identificar que o dPV/dt adaptado é o algoritmo que conseguem mais rapidamente encontrar a solução, seguido do algoritmo *hybrid* (PSO – dPV/dt), sendo o algoritmo genético o que regista o maior tempo de convergência.

Além do tempo de convergência o dPV/dt tem ainda como vantagem a sua fácil implementação, podendo até ser implementado com uma simples eletrónica analógica. No entanto, este depende do ponto inicial para encontrar uma solução. Em contrapartida o híbrido PSO-dPV/dt, não depende do ponto inicial para encontrar uma solução, uma vez que os valores convergem “naturalmente” para a solução, comparativamente ao GA que no processo de mutação introduz por vezes soluções divergentes, tendo-se verificado que o processo de afinação dos coeficientes é bastante mais delicado.

Para uma aplicação real é fundamental o teste e detecção de situações de sombreamento, que é um mecanismo que deteta uma variação de potência pré-estabelecida (10%, etc.), que quando verificada reinicia o processo de rastreamento do GP, que é portanto, indispensável em qualquer algoritmo GMPPT.

Tomando como base os dois algoritmos com melhor resultado obtido, para uma implementação real, o algoritmo dPV/dt será a escolha mais natural porque além dos melhores resultados de convergência obtidos este pode ser implementado com um sistema de eletrônica de baixo custo.

Ao nível da eficiência em sistemas sobre PSC é possível tomar como exemplo para análise de performance o gráfico utilizado no caso 2 (Figura 5.24).

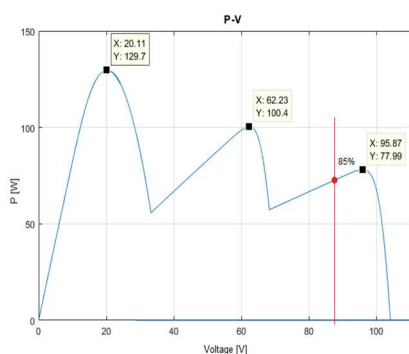


Figura 5.24 – Curva característica P-V – Caso 2.

Assim, no caso de ser aplicado um dos vários algoritmos HC para seguimento do máximo ponto de potência que têm como ponto inicial de busca o ponto a 85% de V_{OC} , as soluções possíveis para este algoritmo seriam os pontos correspondentes às potências de 77,99W e 100,4W respetivamente. Logo este sistema de produção de energia FV, não iria estar a trabalhar na sua máxima eficiência que correspondente a 129,7W, mas a baixo deste valor. Assim, em termos percentuais o sistema estaria a funcionar a menos 22% numa situação e 39% na outra.

Considerando que as situações particulares de sombreamento podem ocorrer também em casos de sujidade nos painéis, verifica-se, complementarmente, que os algoritmos GMPPT (Global Maximum Power Point Tracking), em determinadas condições meteorológicas, podem ser utilizados simultaneamente como ferramenta de diagnóstico podendo sinalizar avarias no sistema de produção FV, permitindo uma manutenção preventiva, reduzindo assim perdas provocadas por sujidades e/ou mau funcionamento dos painéis fotovoltaicos, sendo portanto, de suma importância a existência de um algoritmo GMPPT em sistema de produção fotovoltaica.

Capítulo 6

Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas com a realização do presente trabalho.

6.1. Conclusão

O objetivo desta dissertação foi o de propor e apresentar algoritmos de seguimento do máximo ponto de potência que levassem em consideração a problemática das condições de sombreamento parcial sobre painéis fotovoltaicos num sistema de produção de energia. Dos vários métodos de rastreamento apresentados, foram escolhidos cinco, os quais foram objeto de estudo deste trabalho. Dos cinco algoritmos escolhidos, dois deles são originais, nomeadamente, os algoritmos dPV/dt adaptado e híbrido PSO-dPV/dt.

Para cada um dos cinco algoritmos foi desenvolvido um modelo de estudo a partir do qual foram realizados vários testes de validação, funcionamento, obtidos resultados e comparados com base nas simulações.

Assim, neste trabalho foi possível verificar que todos os algoritmos propostos identificavam uma solução para o problema PSC, mas chegavam à mesma com tempos diferentes, sendo o algoritmo dPV/dt adaptado o que mostrou ter a melhor performance por chegar a uma solução mais rapidamente, com a vantagem de ter um baixo custo e ser de fácil implementação.

Uma das conclusões referente aos algoritmos GMPPT é que os mesmos otimizam os sistemas de produção de energia fotovoltaica mesmo em situações de PSC. Curiosamente esta condição, também se verifica quando determinado painel tem um comportamento diferente dos restantes que estão ligados a este em série (na mesma *string*), pelo que, se existir a confirmação de que não há nenhuma condição particular de sombreamento, mas o sistema está a funcionar num pico localizado longe do ponto de funcionamento a 85% de Voc, então quer dizer que o sistema tem provavelmente uma avaria na *string*, podendo ser sinalizada como estando em mau funcionamento, para que assim se possa proceder a uma ação de manutenção e respetiva correção da avaria.

Por fim, concluiu-se que independentemente da performance do algoritmo é preferível ter um algoritmo GMPPT num sistema de produção de energia FV, do que não ter, na medida em que, a não existência deste algoritmo pode levar a perdas de eficiência acima de 20% em situações de PSC.

6.2. Proposta para trabalhos futuros

Embora este trabalho apresente algoritmos que encontram com sucesso o ponto GMPP, existe sempre espaço para a sua melhoria. Assim, como sugestão para trabalhos futuros de desenvolvimento nesta área, foram identificados como relevantes os seguintes pontos:

- i. Desenvolvimento de um protótipo do algoritmo dPV/dt adaptado e comparar os resultados obtidos ao nível da simulação.
- ii. Procurar um mecanismo de teste e identificação de situações de sombreamento que não seja baseado na variação do valor de potência na saída (p. ex.: 10%) do sistema de produção FV.
- iii. Em sistemas de produção de energia fotovoltaica em zonas isoladas (portanto, livres de obstáculos que criem sombreamento) e/ou com informação, por exemplo, do estado do tempo, a partir de dados recebidos em tempo real de uma estação meteorológica em particular, “céu limpo”, utilizar a função de teste e identificação de condições de sombreamento parcial, para indicar um mau funcionamento do sistema (sistema de rastreamento para diagnóstico de avarias), seja pelo facto de existir algum painel com sujidade, seja porque determinado painel está com um funcionamento diferente do previsto e a causar interferência ao sistema de produção FV.

Bibliografia

- [1] World Energy Outlook 2016 – Agência Internacional de Energia (AIE) – Sumário Portuguese Translation, 2016.
- [2] ONU – Organização das Nações Unidas – Site : <https://unric.org/pt/mundo-espera-solucao-para-alteracoes-climaticas-diz-ban-ki-moon-7/> – António Guterres – Secretário Geral, 10/01/2020.
- [3] Fossil Fuels - Published online at OurWorldInData.org. Retrieved from: '<https://ourworldindata.org/fossil-fuels>' [Online Resource] - Hannah Ritchie and Max Roser, 2020.
- [4] Space Weather Media Viewer – NASA - <http://sunearthday.nasa.gov/spaceweather/> - Acedido a 26/05/2018.
- [5] Flávio Oliveira, Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direccionada à indústria de laticínios. Porto: ISEP, Dissertação de Mestrado, 2013.
- [6] Photovoltaic Systems – Planning and Installing – www.earthscan.co.uk – London – Sterling, VA, 2008.
- [7] Joint Research Centre (JRC) – PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, Sistema de informação geográfico FV, com recurso à base de dados Europeia NSRDB Solar Radiation Data, Base, com dados de irradiância mundias disponível para cálculo, com histórico acumulado entre os anos 2005 a 2015, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP.
- [8] SolarGis – Sistema de informação geográfico desenvolvido para atender às necessidades da indústria da energia solar - <http://solargis.info/> - Acedido a 23/05/2018.
- [9] Ryan Mayfield, Photovoltaic Design & Installation for Dummies. Wiley Publishing, Inc., 2010.
- [10] Carlos Vieira, UPS Híbrida – Integração de uma Fonte de Alimentação Ininterrupta com um Sistema de Geração FV. IPS – EST, Dissertação de Mestrado, 2016.
- [11] Rui Bastos, Interface entre Painéis Solares FV e uma Carga Monofásica. Universidade do Minho, Dissertação de Mestrado, 2012.
- [12] Energias Renováveis e produção descentralizada – Introdução à energia Fotovoltaica – Rui M.G. Castro, Novembro de 2002.
- [13] Marcia Correia, Sistema de Bombagem de Água utilizando Energia Solar FV – Lisboa: ISEL, Dissertação de Mestrado, 2015.
- [14] Energy Gov, US Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, <https://www.energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy> - Acedido a 12/06/2021.
- [15] CAC Pereira, 'Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico', Instituto Politécnico de Tomar, Dissertação de Mestrado, 2015.

- [16] Fraunhofer ISE – Instituto for Solar Energy Systems - Fraunhofer – [Online] – <http://ise.fraunhofer.de.>, 27/04/2021.
- [17] Beatriz Oliveira Esteves, Perovskite solar cells: Optimization of Cost-Effective Production, Universidade Nova de Lisboa, Dissertação de Mestrado, 2018.
- [18] Mariana Nascimento Silva, Células Solares de Perovskita: Uma nova tecnologia emergente, UFSJ-Brasil, Monografia de trabalho de conclusão de curso de Química, 2016.
- [19] Antonio Luque, Steven Hegedus, 'Handbook of Photovoltaic Science and Engineering', John Wiley & Sons Ltd, England, 2003.
- [20] National Renewable Energy Laboratory (NREL) - www.nrel.gov – National laboratory of the U.S. Department of Energy.
- [21] A.Goetzberger e V.U.Hoffmann, "Photovoltaic Solar Energy Generation," , Alemanha: Springer-Verlag, 2005.
- [22] Joaquim Carneiro, Módulos FV características e associações, Universidade do Minho, 2010.
- [23] Power Elec. And Control Techniques for Maximum Energy Harvesting – Nicola Femia, Giovanni Petrone, Giovanni Spagnuolo, Massimo Vitelli, 2013.
- [24] Enrique Romero-Cadaval, Giovanni Spagnuolo, and Leopoldo G Franquelo, 'Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants', IEEE Industrial Electronics Magazine,, pp. 6–20, September 2013.
- [25] Nabil Karami, Nazih Moubayed, and Rachid Outbib, "General Review and Classification of Different MPPT Techniques", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 68, pp. 1-18, February 2017.
- [26] Nevzat Onat, Recent Developments in Maximum Power Tracking Technologies for Photovoltaic Systems – Review Article, Hindawi Publishing Corporation - International Journal of Photoenergy, Fahrettin Yakuphanoglu, 2010.
- [27] A PhotoVoltaic Panel Model in Matlab/Simulink – Dublin Institute of Technology – Shivananda Pukhrem, August 2013 - <https://www.researchgate.net/publication/255721161> - Acedido a 20/05/2018.
- [28] Wagner Teixeira da COSTA - Estimação de Parâmetros e Método Mppt para Módulos Fotovoltaicos, Tese de Doutorado, 2010.
- [29] Manuel António Pina, 'Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede Usando Um Conversor Multinível Quasi-Z Do Tipo T'. - 2020, disponível em <https://comum.rcaap.pt/handle/10400.26/3727>.
- [30] Célula Fotovoltaica: Tudo Que Você Precisa Saber, <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>, Acedido a 14/05/2021.
- [31] Ruben Serra dos Anjos – Análise e Simulação de Pontos Quentes em Painéis Fotovoltaicos – ISEL, Dissertação de Mestrado, 2016.
- [32] William Shockley and Hans J, Queisser,' Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells', California October 1960.
- [33] [Peter T. Landsberg, Tom Markvart, 'Ideal Efficiencies', University of Southampton, UK, 'Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications', Elsevier - 2003.
- [34] Gonçalo Monteiro Albuquerque, 'Theoretical limit for efficiency of silicon solar cells – The Shockley-Queisser Limit and Beyond', 'Faculdade de Ciências Lisboa', 2018-2019.

- [35] Hugo Soeiro Moreira – Estudo de técnicas de rastreamento de máxima potência tolerantes a sombras para sistemas fotovoltaicos – Universidade Estadual de Campinas, Tese de Mestrado, 2018.
- [36] Y. Mahmoud and E. El-Saadany, "Accuracy Improvement of the Ideal PV Model," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 909-911, July 2010.
- [37] E. Rodrigues, R. Melício, V. Mendes, J. Catalão, "Simulation of a Solar Cell Considering Single-diode Equivalent Circuit Model" *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, pp. 369–373, May 2011.
- [38] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, No. 5, pp. 1198-1208, May 2009.
- [39] Hyeonah Park and Hyosung Kim, "PV cell modeling on single-diode equivalent circuit," *39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1845-1849, November 2013.
- [40] A. Cordeiro, D. Foito, V. Pires, "A PV Panel Simulator Based on a Two Quadrant DC/DC Power Converter with a Sliding Mode Controller", *International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pp. 928-932, November 2015.
- [41] B. C. Babu and S. Gurjar, "A Novel Simplified Two-Diode Model of Photovoltaic (PV) Module," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 4, pp. 1156-1161, July 2014.
- [42] Steve Roberts, "DC/DC Book of Knowledge - Practical Tips for the User." *Recom*, 2016, pp. 8–28.
- [43] A. V. Pavan Kumar, A. M. Parimi and K. Uma Rao, "Performance Analysis of a Two-Diode model of PV cell for PV based generation in MATLAB," *IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, pp. 68-72, May 2014.
- [44] V. J. Chin, Z. Salam and K. Ishaque, "An Accurate and Fast Computational Algorithm for the Two-diode Model of PV Module Based on a Hybrid Method," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 8, pp. 6212-6222, August 2017.
- [45] Daniel W Hart, "Power Electronics" - Prentice-Hall, 1997.
- [46] Ned Mohan, Tore M. Undeland, William P. Robbins, "Power Electronics", John Wiley & Sons, Inc. – Power Electronics, converts, applications and design - 2nd Edition, 1995.
- [47] Nikhil KUMAR, et al. "A state-of-the-art review on conventional, soft computing, and hybrid techniques for shading mitigation in photovoltaic applications". *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, Issue 9, September 2020.
- [48] A. Mohapatra, et al. "A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 854–867, December 2017.
- [49] Ricardo Jorge Cabral Lopes, "Efeito do Sombreamento Nos Painéis Fotovoltaicos" – ISEL – Dissertação de Mestrado, 2013.
- [50] A.Goetzberger e V.U.Hoffmann, "Photovoltaic Solar Energy Generation," Alemanha: Springer-Verlag, 2005.
- [51] Pedro Carvalho, Pedro António Igreja de Carvalho Seguidor Do Ponto de Máxima Potência Multi-Convertor Para Sistemas Solares Fotovoltaicos. Universidade do Minho, 2013.
- [52] R. B. Bollipo, S., Mikkili and P.K. Bonthagorla, "Critical Review on PV MPPT Techniques: Classical, Intelligent and Optimisation", *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, Issue 9, pp. 1433–1452, July 2020.

- [53] R. Hussan and A. Sarwar, "Maximum Power Point Tracking Techniques under Partial Shading Condition- A Review," 2nd IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), pp. 293-298, October 2018.
- [54] H. Patel and V. Agarwal, "Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, no. 4, pp. 1689-1698, April 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.917118.
- [55] Shobana, G, P Sornadeepika, Electronics Engineering, and Rajiv Gandhi Salai, "Global Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Array under Partial Shaded Conditions', International Journal of Engineering Research, 224.2 (2013), 220–24.
- [56] Mashood Nasir, "Global Maximum Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Systems under partial Shading Conditions" – Antalya, Turkey, 2014.
- [57] David Sanz Morales, 'Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications', Aalto University – Thesis, 2010.
- [58] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli, "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 20, no. 4, pp. 963-973, July 2005.
- [59] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N.C. Voulgaris, "Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 16, no. 1, pp. 46-54, January 2001.
- [60] P. T. szemes and M. Melhem, "Analyzing and modeling PV with "P&O" MPPT Algorithm by MATLAB/SIMULINK," 3rd International Symposium on Small-scale Intelligent Manufacturing Systems, pp. 1-6, June 2020.
- [61] C. Wang, M. Chen, X. Zhang and M. Gao, "An analog MPPT controller without multiplier for PV applications based on simplified P&O method," 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2017, pp. 2296-2300, October 2017.
- [62] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," IEEE Proc Generation Transmission Distribution, vol. 142, no. 1, pp. 59–64, January 1995.
- [63] A. Zegaoui, M. Aillerie, P. Petit, J. P. Sawicki, J. P. Charles, A. W. Belarbi, "Dynamic behaviour of PV generator trackers under irradiation and temperature changes," Solar Energy, vol. 85, no. 11, pp. 2953–2964, November 2011.
- [64] V. Pires, D. Foito, F. Batista, J. Silva, "A photovoltaic generator system with a DC/DC converter based on an integrated Boost-Ćuk topology", Solar Energy, vol. 136, pp. 1-9, October 2016.
- [65] E. Kim, M. Warner and I. Bhattacharya, "Adaptive Step Size Incremental Conductance Based Maximum Power Point Tracking (MPPT)," 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 2335-2339, August 2020.
- [66] M. Pina and V. F. Pires, "Grid-Connected PV System Using a T-Type qZS Inverter with an Integral Time Derivative Approach to Ensure MPP and Decoupled Current Control," 2020 International Young Engineers Forum (YEF-ECE), pp. 38-43, July 2020.
- [67] Z. Salam, J. Ahmed, and B. Merugu, S. "The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review", Applied Energy, vol. 107, pp. 135–148, July 2013.
- [68] B.M. Wilamowski, X. Li, "Fuzzy system based maximum power point tracking for PV system," 28th Annual Conf. of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), pp. 3280-3284, November 2002.

- [69] A. Ravi, P.S. Manoharan, J.V. Anand, "Modeling and simulation of three phase multilevel inverter for grid connected photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2811–2818, November 2011.
- [70] Ali. M. Eltamaly and Almoataz Y. Abdelaziz Editors, 'Modern Maximum PPT Techniques for Photovoltaic Energy Systems', *Green Energy and Technology – Springer*, 2020.
- [71] Saravana Selva, Prat Nair, Umayal, 'A Review on Photo Voltaic MPPT Algorithm' *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, pp. 567-582, April 2016.
- [72] T. Hiyama, S. Kouzuma, T. Imakubo, T.H. Ortmeyer, "Evaluation of neural network based real-time maximum power tracking controller for PV system," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 543–548, September 1995.
- [73] A. B. G. Bahgat, N. H. Helwa, G. E. Ahmad, E. T. El Shenawy, "Maximum power point tracking controller for PV systems using neural networks," *Renewable Energy*, vol. 30, no. 8, pp. 1257-1268, 2005.
- [74] James Kennedy, and Russell Eberhart, "Particle Swarm Optimisation." Washington, DC 20212, 1995.
- [75] L. Xu, R. Cheng, Z. Xia and Z. Shen, "Improved Particle Swarm Optimization (PSO)-based MPPT Method for PV String under Partially Shading and Uniform Irradiance Condition," *Asia Energy and Electrical Engineering Symposium*, pp. 771-775, May 2020.
- [76] H. Renaudineau et al., "A PSO-Based Global MPPT Technique for Distributed PV Power Generation," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 2, pp. 1047-1058, February 2015.
- [77] Liu, Yi Hwa, et al. "A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating under Partially Shaded Conditions." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 27, no. 4, 2012, pp. 1027–35, October 2012.
- [78] R. L. Haupt and S. E. Haupt, *Practical Genetic Algorithms*. John Wiley & Sons, 2004.
- [79] S. Hadji, J. Gaubert and F. Krim, "Experimental analysis of genetic algorithms based MPPT for PV systems," *International Renewable and Sustainable Energy Conference*, pp. 7-12, October 2014.
- [80] M. Ben Smida and A. Sakly, "Genetic based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for grid connected PV systems operating under partial shaded conditions," *7th International Conference on Modelling, Identification and Control*, pp. 1-6, December 2015.
- [81] Prisma Megantoro, et al. "Simulation and Characterization of Genetic Algorithm Implemented on MPPT for PV System under Partial Shading Condition." *Proceedings - 2018 3rd International Conference on Information Technology, Information Systems and Electrical Engineering*, pp. 74–78, November 2018.
- [82] Fares, Dalila, et al. "Comparison of Two Hybrid Global Maximum Power Point Algorithms for Photovoltaic Module under Both Uniform and Partial Shading Condition." *2nd International Conference on Electrical, Communication and Computer Engineering, ICECCE 2020*, , pp. 12–13, June 2020.
- [83] S. Figueiredo and R. Nayana Alencar Leão e Silva Aquino, "Hybrid MPPT Technique PSO-P&O Applied to Photovoltaic Systems Under Uniform and Partial Shading Conditions," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, no. 10, pp. 1610-1617, Oct. 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9477222.

- [84] A. M. Farayola, Y. Sun and A. Ali, "ANN-PSO Optimization of PV Systems Under Different Weather Conditions," 2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, pp. 1363-1368, December 2018.
- [85] J. Andrew-Cotter, M. Nasir Uddin and I. K. Amin, "Particle Swarm Optimization based Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System for MPPT Control of a Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System," IEEE International Electric Machines & Drives Conference, pp. 2089-2094, May 2019.
- [86] Maurice Clerc and James Kennedy, 'The Particle Swarm – Explosion, Stability, and convergence in a Multidimensional Complex Space', 2002.
- [87] R. Eberhart and J. Kennedy, "A new optimizer using particle swarm theory," Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science, pp. 39-43, October 1995.
- [88] D. Manimegalai, M. Karthikeyan, and S. C. Vijayakumar, 'Maximizing Power Output of Partially Shaded Photovoltaic Arrays Using SuDoKu Configuration', ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 13.1 (2018), 124–33.
- [89] Power Elec. And Control Techniques for Maximum Energy Harvesting – Nicola Femia, Giovanni Petrone, Giovanni Spagnuolo, Massimo Vitelli, 2013.
- [90] Energias Renováveis: Um Futuro Sustentável – Revista USP n.72 Dezembro / Fevereiro 2006-2007 – José Goldemberg & Oswaldo Lucon.
- [91] Multicell Battery monitoring and balancing with AVR – Noewegian University of Science and Technology – Ole Johnny Borgersen, Junho 2009.
- [92] Power MOSFET Basic – ALPHA & OMEGA Semiconductor – [Online] – www.aosmd.com - 02/05/2021.
- [93] Pratical Switching Power Supply Design – Motorola: Series in Solid State Electronic - Marty Brown, 1990.
- [94] Vesselinka Petrova-Kock, Rudolf Hezel, Adolf Goetzberger, 'High-Efficient Low-Cost Photovoltaics', Springer 2nd Edition 2020.
- [95] Tomislav Pavlovic, "Green Energy and Technology", The Sun and Photovoltaic Technologies, Springer, 2020.