



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**



## **EFEITO DO SOMBREAMENTO NOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

**Ricardo Jorge Cabral Lopes**  
(Licenciado em Engenharia Electrotécnica)

Trabalho final para obtenção do grau de Mestre  
em Engenharia Electrotécnica

Orientadores: Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes  
Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Júri:

Presidente: Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Vogais:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes  
Doutor Mário Rui Melício da Conceição  
Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

**Dezembro de 2013**

Tese realizada sob a orientação de  
**Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes**  
e sob a orientação de  
**Professor Doutor Mário Rui Melício da Conceição**

Respectivamente, Professor Coordenador com Agregação da  
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação  
**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
e Professor Auxiliar no Departamento de Física da  
**UNIVERSIDADE DE ÉVORA**



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**



## **EFEITO DO SOMBREAMENTO NOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

**Ricardo Jorge Cabral Lopes**  
(Licenciado em Engenharia Electrotécnica)

Trabalho final para obtenção do grau de Mestre  
em Engenharia Electrotécnica

Orientadores: Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes  
Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Júri:

Presidente: Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Vogais:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes  
Doutor Mário Rui Melício da Conceição  
Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

**Dezembro de 2013**



## Resumo

*As crises energéticas surgidas no decorrer do último século, incluindo a crise do petróleo, obrigaram o Homem a, cada vez mais, procurar fontes de energia alternativas e preferencialmente inesgotáveis. Desta situação, resultou uma forte aposta na exploração das fontes de energias renováveis, que são uma das principais alternativas para responder a um aumento de procura, e também, além disso, face às exigências de consumos actuais, a aposta numa energia limpa e renovável promove uma forte redução dos impactos ambientais associados ao seu consumo e que outras fontes de energia não apresentam.*

*Sendo a energia solar relativamente bem distribuída pela superfície habitada da Terra, é uma das mais promissoras formas de energia renovável. Nas últimas décadas tem tido um enorme crescimento a nível mundial, com diversos programas governamentais a incentivarem a instalação destes sistemas.*

*Este trabalho teve como principal objectivo demonstrar como o efeito do sombreamento afecta o desempenho dos módulos fotovoltaicos e comparar o comportamento de dois modelos matemáticos da célula fotovoltaica.*

## Palavras-chave

*Sombreamento*

*Painéis fotovoltaicos*

*Microgeração*

*Energia renováveis*

*Sistemas fotovoltaicos*



## Abstract

*The energetic crisis that occurred during the last century, including the oil crisis, forced Man to search for more alternative energy sources and preferably inexhaustible ones. From this situation resulted a strong bet on renewable energy sources exploration, which are one of the main alternatives to respond to the increased demand and also to meet the requirements of the current energy consumption. When betting in a clean and renewable energy we benefit from a stronger reduction in environmental impact that other energy sources do not provide.*

*Being solar energy, relatively well distributed over the inhabited earth is one of the most promising forms of renewable energy. In the last few decades has had a huge growth worldwide, with many government programs to encourage the installation of these systems.*

*The aim of this thesis was to demonstrate the effect of shading effects on the performance of photovoltaic modules, and compare the performance of two mathematical models of the photovoltaic cell.*

## Keywords

*Shading*

*Photovoltaic panels*

*microgeneration*

*Renewable energy*

*Photovoltaic systems*



## Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador com Agregação do Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, expresso o meu agradecimento por todo o apoio, incentivo e orientação ao longo deste trabalho, pelos bons conselhos, pela disponibilidade e pelos conhecimentos transmitidos.

Ao meu orientador, Professor Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar no Departamento de Física da Universidade de Évora, desejo expressar o meu agradecimento pelos bons conselhos, pelas linhas de orientação, pela disponibilidade de tempo e pela sua prontidão na cedência da documentação necessária para a realização deste trabalho.

À minha família, em especial aos meus pais e à minha irmã, desejo expressar o meu profundo agradecimento pelo apoio incondicional, força e motivação que me deram ao longo de todo o meu percurso académico e por todos os sacrifícios que tornaram possível a realização do curso.

À minha namorada, Raquel Vargas, por toda a paciência e carinho, pelas palavras de apoio e pelo tempo despendido na fase de detecção de erros.

Ao meu amigo, Jorge António Mónico Vargas, um especial agradecimento pela ajuda e conhecimentos que me ofereceu no desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus amigos e colegas do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, pela partilha de conhecimentos, pelo companheirismo e amizade ao longo de todos estes anos.

A todos os que, directa ou indirectamente, me ajudaram de alguma forma.



# Índice

Capítulo 1	Introdução .....	1
1.1.	Motivação .....	2
1.2.	Notação Utilizada .....	4
Capítulo 2	Estado da arte.....	5
2.1.	História da evolução dos painéis fotovoltaicos .....	6
2.2.	Efeito fotovoltaico .....	9
2.3.	Produção de módulos fotovoltaicos.....	13
2.3.1.	Lingotes .....	13
2.3.2.	Bolachas.....	16
2.3.3.	Célula.....	16
2.3.4.	Módulo.....	17
2.3.5.	Silício amorfo (a-Si) .....	18
2.4.	Simuladores na indústria fotovoltaica .....	18
2.5.	Tipos de células .....	19
2.5.1.	Ensaio e eficiência das diversas tecnologias.....	21
2.5.2.	Aplicações.....	23
2.5.3.	Centrais fotovoltaicas .....	24
2.5.4.	Barreiras acústicas .....	25
2.5.5.	Sistemas fotovoltaicos em áreas de desastres.....	26
2.6.	Principais elementos de um sistema fotovoltaico.....	27
Capítulo 3	Enquadramento legal .....	29
3.1.	Enquadramento jurídico.....	30
3.1.1.	Quem pode ser microprodutor.....	32
3.1.2.	Regime de produção e tecnologia.....	32
3.1.3.	Procedimento de registo no SRM.....	33



---

3.1.4.	Controlo de certificação de equipamentos.....	35
3.2.	Tarifa.....	35
3.3.	Distribuição da microprodução.....	38
3.4.	Instalação da Unidade de Microprodução .....	40
3.4.1.	Ligação à RESP .....	40
3.4.2.	Unidade de microprodução fotovoltaica.....	41
3.4.3.	Protecção contra choques eléctricos .....	42
3.4.4.	Protecção contra contactos indirectos.....	43
3.4.5.	Ligação das massas à terra.....	44
3.4.6.	Protecção contra sobreintensidades .....	44
3.4.7.	Quedas de tensão .....	45
3.4.8.	Dispositivos de seccionamento e corte .....	45
3.4.9.	Canalizações e materiais.....	46
3.4.10.	Sinalização.....	46
Capítulo 4	Recurso solar .....	48
4.1.	Distribuição do recurso solar na superfície terrestre .....	49
4.1.1.	Distribuição do recurso solar na Europa.....	50
4.1.2.	Produção fotovoltaica estimada para Portugal .....	51
4.1.3.	Produção fotovoltaica em sistemas fixos.....	52
4.2.	Instalação de módulos solares .....	52
4.2.1.	Inclinação solar.....	52
4.2.2.	Posição solar a qualquer hora do dia .....	54
4.2.3.	Radiação Incidente.....	55
4.2.4.	Radiação directa.....	55
4.2.5.	Radiação difusa.....	56
4.2.6.	Radiação reflectida .....	57
4.2.7.	Painéis orientados .....	57



---

4.2.8.	Afastamento dos painéis a obstáculos .....	58
4.2.9.	Afastamento entre fileiras.....	59
4.2.10.	Orientação dos painéis fixos.....	61
4.3.	Modelos matemáticos .....	61
4.3.1.	Modelo simplificado.....	62
4.3.2.	Modelo simplificado de duas resistências .....	63
4.3.3.	Modelo equivalente da célula fotovoltaica, modelo de dois díodos.....	63
4.4.	Estudo dos pontos de funcionamento .....	64
4.5.	Potência eléctrica e rendimento .....	65
4.6.	Aplicação no modelo .....	67
4.7.	Influência da temperatura e da radiação incidente .....	69
4.7.1.	Temperatura da célula.....	69
4.7.2.	Radiação incidente.....	69
4.8.	Efeito de sombreamento numa célula.....	70
4.9.	Associação de células fotovoltaicas.....	71
Capítulo 5	Simulações.....	72
5.1.	Introdução .....	73
5.2.	Modelo simplificado.....	74
5.2.1.	Implementação em Simulink .....	75
5.2.2.	Resultado das simulações computacionais do modelo simplificado .....	76
5.3.	Modelo simplificado de duas resistências .....	81
5.3.1.	Implementação em Simulink .....	82
5.3.2.	Resultado das simulações computacionais do modelo simplificado de duas resistências.....	83
5.4.	Comparação dos modelos .....	88
Capítulo 6	Conclusões.....	92
6.1.	Conclusões Gerais .....	93



Bibliografia.....	95
Anexos.....	98
Anexo I – Características construtivas do módulo Isofotón I53 .....	98
Anexo II – Soluções de ligação da unidade de Microprodução à RESP.....	100
Anexo III – Eficiência das diversas tecnologias de células solares.....	111



## Lista de figuras

Figura 2.1 - Sonda Vanguard I.....	7
Figura 2.2 - Sonda Nimbus.....	8
Figura 2.3 - Dopagem de semicondutores.....	11
Figura 2.4 - Diagrama de bandas de energia de um semicondutor.....	12
Figura 2.5 - Princípio de funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos.....	12
Figura 2.6 - Processo típico de produção de módulo solar de Silício cristalino.....	13
Figura 2.7 - Rotação no Processo de Czochralski.....	14
Figura 2.8 - Processo de Czochralski.....	14
Figura 2.9 - Haste para o cultivo de Silício pelo Processo Czochralski.....	15
Figura 2.10 - Processo de fundição do Silício em forno de Bridgeman.....	15
Figura 2.11 - Processo de corte do Silício multicristalino.....	16
Figura 2.12 - Etapas de produção das células solares.....	17
Figura 2.13 - Interligação e laminação das células [11].....	18
Figura 2.14 - Célula de Grätzel.....	20
Figura 2.15 - Célula CIGS.....	20
Figura 2.16 - Célula de Arsénio de Gálio.....	21
Figura 2.17 - Célula de Telureto de Cádmio.....	21
Figura 2.18 - Eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas.....	23
Figura 2.19 - Central de Moura, Portugal 46 MW.....	25
Figura 2.20 - Barreira acústica na A13, Suíça.....	25
Figura 2.21 - Estação de serviço no Japão equipada com painéis fotovoltaicos com capacidade de abastecimento de veículos de emergência em caso de desastres naturais.....	26
Figura 2.22 - Sistema de purificação e bombagem de água.....	26
Figura 2.23 - Diagrama simplificado de ligação à RESP.....	27
Figura 2.24 - Diagrama genérico de um sistema fotovoltaico.....	28
Figura 3.1 - Evolução da tarifa bonificada.....	36
Figura 3.2 - Evolução da potência disponibilizada.....	37



---

Figura 3.3 - Previsão da evolução da tarifa.....	37
Figura 3.4 - Distribuição geográfica das UP ligadas.....	38
Figura 3.5- Distribuição geográfica da potência das UP ligadas.....	39
Figura 3.6 - Tipos de fontes primárias instaladas.....	39
Figura 3.7 - Arquitectura simplificada para uma unidade de microprodução.....	41
Figura 3.8 - Esquema simplificado do Quadro AC [30]. ....	43
Figura 3.9 - Aviso modelo da presença de duas fontes de tensão [30] .....	46
Figura 3.10 - Aviso de presença de duas fontes de tensão colocado em portinhola. ....	47
Figura 3.11 - Aviso modelo de operações de manobra.....	47
Figura 3.12 - Aviso modelo de operações de manobra colocado em inversor.....	47
Figura 4.1 - Distribuição mundial da irradiação global na horizontal.....	49
Figura 4.2 - Distribuição da irradiação solar anual e produção de energia eléctrica fotovoltaica, estimada por cada kW de potência pico instalado, na Europa.....	50
Figura 4.3 - Produção de energia estimada para sistemas PV ligados à rede, kWh por unidade de potência pico instalada.....	51
Figura 4.4 - Melhores ângulos para a inclinação de sistemas fotovoltaicos fixos, ligados à rede na Europa.....	52
Figura 4.5 - Posição da Terra relativamente ao Sol ao longo do ano [36]. ....	53
Figura 4.6 - Ângulo de inclinação solar. ....	53
Figura 4.7 - Colocação de um painel segundo a latitude do local.....	53
Figura 4.8 - Posição do Sol segundo os ângulos de altura e azimute.....	54
Figura 4.9 - Ângulo horário.....	54
Figura 4.10 - Ângulo de incidência da radiação solar sobre um painel. ....	56
Figura 4.11 - Determinação do ângulo de incidência da radiação solar sobre um painel. ....	56
Figura 4.12 - Painel orientável segundo dois eixos.....	57
Figura 4.13 - Painel orientável segundo um eixo.....	58
Figura 4.14 - Factor de espaçamento. ....	58
Figura 4.15 - Esquema de colocação dos painéis.....	59



---

Figura 4.16 - Esquema de instalação e separação de fileiras. ....	60
Figura 4.17 - Análise da distância entre módulos. ....	60
Figura 4.18 - Modelo simplificado.....	62
Figura 4.19 - Modelo simplificado de duas resistências. ....	63
Figura 4.20 - Modelo de dois díodos.....	64
Figura 4.21 - Curva I-V de uma célula típica de Silício cristalino; variação com a temperatura; G = G <sup>r</sup> . ....	69
Figura 4.22 - Curva I-V de uma célula típica de Silício cristalino; variação com a radiação incidente; T = T <sup>f</sup> .....	70
Figura 4.23 - Conjunto de células em serie com sombreamento e sem sombreamento. ....	71
Figura 5.1 - Configuração do sistema fotovoltaico a simular. ....	73
Figura 5.2 - Modelo simplificado.....	74
Figura 5.3 - Diagrama de ligações em Simulink de um módulo fotovoltaico.....	75
Figura 5.4 - Diagrama de ligações em Simulink de sistema fotovoltaico. ....	76
Figura 5.5 - Curva característica I-V do sistema sem sombreamento.....	77
Figura 5.6 - Curva característica P-V do sistema sem sombreamento. ....	77
Figura 5.7 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em cada string. ....	78
Figura 5.8 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada string.....	78
Figura 5.9 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada string.....	79
Figura 5.10 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado numa <i>string</i> . ....	79
Figura 5.11 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de um módulo. ....	80
Figura 5.12 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de um módulo.....	80
Figura 5.13 - Modelo simplificado de duas resistências. ....	81
Figura 5.14 - Diagrama de ligações em Simulink de um módulo fotovoltaico.....	82
Figura 5.15 - Diagrama de ligações em Simulink de sistema fotovoltaico. ....	83
Figura 5.16 - Curva característica I-V do sistema sem sombreamento.....	84
Figura 5.17 - Curva característica P-V do sistema sem sombreamento. ....	84

---



---

Figura 5.18 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em cada <i>string</i> .....	85
Figura 5.19 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada <i>string</i> .....	85
Figura 5.20 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada <i>string</i> .....	86
Figura 5.21 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em uma <i>string</i> . ....	86
Figura 5.22 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de um módulo. ....	87
Figura 5.23 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de um módulo.....	87
Figura 5.24 - Configuração do sistema fotovoltaico a simular. ....	88
Figura 5.25 - Comparação da curva característica I-V entre os dois modelos sem o efeito do sombreamento.....	89
Figura 5.26 - Comparação da curva característica P-V entre os dois modelos sem o efeito do sombreamento.....	89
Figura 5.27 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em cada <i>string</i> . ....	90
Figura 5.28 - Curva característica I-V.....	90
Figura 5.29 - Curva característica P-V.....	91



## **Lista de Tabelas**

Tabela 2.1 – Comparação entre ensaios STC e PTC.....	22
Tabela 2.2- Lista de algumas centrais fotovoltaicas.....	24
Tabela 4.1 - Ângulo de inclinação dos painéis.....	61
Tabela 5.1 – Parâmetros do sistema fotovoltaico.....	74



## Lista de siglas

AC – Corrente alterna

BTE – Baixa tensão especial

BTN – Baixa tensão normal

CERTIEL – Associação Certificadora de Instalações Eléctricas

DC – Corrente contínua

DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia;

DRE – Direcção regional de economia competente;

$I_{cc}$  – Corrente de curto-circuito

$I_{ccSTC}$  – Corrente de curto-circuito; corrente de cc em condições de ensaio normalizadas (STC)

$I_{máx}$  – Corrente máxima

MPP – *Maximum power point*

NREL – National Renewable Energy Laboratory

NSC – Número de células em serie

$P_{máx}$  – Potência máxima

PVUSA – *Photovoltaics for Utility Scale Applications*

R.T.I.E.B.T. – Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão

RESP – Rede Eléctrica de Serviço Público

SRM – Sistema de Registo de Microprodução, que constitui uma plataforma electrónica de interacção entre a Administração Pública e os produtores, acessível através do portal Renováveis na Hora;

STC – Testes em condições normais (Standard Test Condition)

String – Conjunto de módulos fotovoltaicos interligados em série, de modo a garantir a tensão de saída DC da unidade de microprodução.

TPT – Terminal principal de terra

Unidade MP – Unidade de microprodução



UP – Unidade de produção

$V_n$  – Tensão nominal

$V_{oc}$  – Tensão em circuito aberto

$V_{m\acute{a}x}$  – Tensão máxima

$W_p$  – Watt de pico (*Watt peak*)



# Capítulo 1

## Introdução

*Neste capítulo são apresentados os motivos que levaram à escolha da energia solar e do efeito do sombreamento numa instalação fotovoltaica como tema para a realização desta dissertação, além de um breve resumo sobre o trabalho realizado. São, também, apresentadas as considerações tomadas para a escrita e organização deste documento.*



## 1.1. Motivação

Foi com a primeira crise do petróleo, em 1973, que se começou a tomar consciência da escassez e finitude dos recursos energéticos e, muito especialmente, da nossa exagerada dependência dos combustíveis fósseis. Com a população mundial a aumentar e a viver progressivamente mais tempo, com o crescimento exponencial do consumo energético nos países desenvolvidos e em desenvolvimento, com comportamentos consumistas irracionais por grande parte da população mundial (especialmente nos últimos 25 anos) e com a escalada imparável do preço do petróleo verificada desde 1973, era uma questão de simples bom senso que se comesçassem a procurar fontes de energia alternativas ao petróleo, ao carvão e ao gás.

Deste modo, a crise do petróleo da década de 1970, em paralelo com o incremento do movimento ecologista, levou à adopção de um novo paradigma energético, assente na procura de fontes alternativas de energia que:

- a) Fossem renováveis, mais eficientes e virtualmente inesgotáveis;
- b) Tanto na produção como no consumo minimizassem os impactos ambientais inevitavelmente associados;
- c) Pudessem ser de origem endógena, contribuindo para estimular as economias locais e evitando não só os riscos políticos e geoestratégicos derivados da concentração da produção num reduzido número de países como também os custos do transporte a longa distância.

À época, as centrais hídricas e as centrais nucleares eram as únicas formas de produção de energia que cumpriam minimamente os requisitos acima mencionados. Mas a primeira está demasiado dependente das condições climatéricas (e, em particular, da pluviosidade anual) e a segunda, considerando todo o ciclo de vida de uma central nuclear (construção, operação, manutenção, gestão de resíduos e desmantelamento), é uma energia demasiado cara e poluente. Assim, a investigação científica centrou-se no desenvolvimento de tecnologias que permitissem gerar electricidade, mais eficientemente e sem subprodutos poluentes, a partir das outras fontes de energia renováveis ao nosso dispor: solar, eólica, geotérmica e talassomotriz.



A energia solar, virtualmente inesgotável, de irradiação constante e uniforme (salvo em períodos de manchas solares) e relativamente bem distribuída pela superfície habitada da Terra, é uma das mais promissoras formas de energia renovável. Todavia, a tecnologia utilizada para a sua conversão em electricidade está longe de ter atingido a maturidade, quer na eficiência (no máximo, entre 15% e 24% em ambiente de laboratório) quer nos avultados custos iniciais e nos alongados prazos de retorno do investimento, bem como na optimização dos rendimentos energéticos face a condições atmosféricas adversas (céu nublado, por exemplo) ou na minimização das perdas decorrentes de deficiências nas interligações à rede eléctrica.

Portugal, pela excelência da sua localização geográfica, tem um enorme potencial para que a energia solar se torne um dos pilares da nossa menor dependência dos combustíveis fósseis. Potencial que, se concretizado com racionalidade e eficiência, poderá reflectir-se no aumento e diversificação da oferta de energia por parte do mercado, em menores custos associados à importação de energia e num melhor acesso a um bem essencial por parte de populações do interior – nomeadamente pela instalação de pequenas centrais fotovoltaicas em zonas de intensa exposição solar, centrais essas pouco onerosas em termos de operação e manutenção. Além disso, a diversidade de superfícies em que se podem instalar painéis fotovoltaicos para uso pessoal (quintais, jardins, telhados, paredes), poderá ser um factor determinante na redução da pegada ecológica de cada um e na protecção do ambiente.

A concretização de todos estes objectivos exige um constante esforço de investigação e desenvolvimento, no sentido de serem ultrapassados os constrangimentos atrás enunciados. A inovação na tecnologia e nos procedimentos decorrentes da investigação académica poderá abrir janelas de oportunidade para novas empresas se afirmarem no difícil e concorrencial mercado da energia e, deste modo, permitir a criação de milhares de empregos verdes, alavanca da recuperação económica de Portugal. Passar das palavras aos actos foi, portanto, uma das principais razões que me levou à escolha da instalação de uma unidade de microprodução fotovoltaica e ao efeito provocado pelo sombreamento no seu rendimento como tema da minha dissertação de mestrado.



## 1.2. Notação Utilizada

As figuras são apresentadas com referência ao capítulo em que são inseridas e são numeradas de forma sequencial no respectivo capítulo. Na sua primeira aparição, a identificação de expressões é apresentada entre parênteses curvos – ( ) – e a identificação de referências bibliográficas, artigos e sites de internet, é apresentada entre parênteses rectos – [ ]. A numeração de expressões matemáticas será apresentada dentro de parêntesis curvos – ( ).

São utilizadas, por vezes, siglas e expressões em língua estrangeira. As siglas são utilizadas como forma de abreviatura de alguns termos utilizados, de modo a aliviar o texto e a facilitar a leitura, enquanto a utilização de expressões de língua estrangeira é feita, principalmente, em palavras cuja tradução para a Língua Portuguesa faça com que percam o seu significado original.



# Capítulo 2

## Estado da arte

*Neste capítulo será feito o enquadramento da energia solar, da sua história e do seu princípio de funcionamento. Também serão abordados alguns processos de produção e diferentes tecnologias das células fotovoltaicas, bem como possíveis aplicações.*



## 2.1. História da evolução dos painéis fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos estão largamente difundidos desde soluções de microprodução em habitações particulares a centrais na ordem dos MW. Este uso generalizado é possível devido a diversas descobertas que remontam à década de trinta do século XIX. De forma a enquadrar estas descobertas, são apresentadas as datas mais relevantes que foram retiradas com base na seguinte referência [1]:

- 1839 Com apenas dezanove anos, o físico experimental Edmund Becquerel (1820-1891) descobriu o efeito fotovoltaico numa célula de dois metais.
- 1873 Willoughby Smith (1828-1891), engenheiro eléctrico inglês, descobre o fenómeno da fotocondutividade ao reparar que o Selénio é melhor condutor de electricidade quando exposto à luz [2].
- 1876 William Grylls Adams e Richard Evans Day descobrem que o Selénio produz electricidade quando exposto à luz. Embora as células solares de Selénio não convertam a luz solar em energia eléctrica suficiente para alimentar equipamentos eléctricos, elas provam que um material sólido pode produzir electricidade a partir da luz solar, sem necessidade de calor ou de partes móveis.
- 1883 Heinrich Hertz descobriu que a luz ultravioleta altera o nível de tensão necessário para a existência de um arco eléctrico entre dois eléctrodos de metal.
- 1904 Wilhelm Hallwachs descobriu que a combinação de cobre com óxido de cobre é fotossensível.
- 1905 Albert Einstein publica seu trabalho sobre o efeito fotoeléctrico, juntamente com um documento sobre a sua teoria da relatividade [3].
- 1914 Verifica-se a existência de uma camada de barreira, (junção) dos dispositivos fotovoltaicos [3].
- 1916 Robert Millikan apresentou prova experimental do efeito fotoeléctrico.
- 1918 Jan Czochralski, um cientista polaco, desenvolve uma maneira de fazer crescer cristais de Silício monocristalino [3].
- 1921 Albert Einstein recebeu o prémio Nobel pela teoria que explicava o efeito fotoeléctrico.



1954 Calvin Fuller, um químico dos Bell Laboratories em Murray Hill (New Jersey, Estados Unidos da América), desenvolveu o processo de dopagem do Silício. Fuller partilhou a sua descoberta com o físico Gerald Pearson, seu colega nos Bell Labs e este, seguindo as instruções de Fuller, produziu uma junção p-n ou díodo, mergulhando num banho de lítio uma barra de Silício dopado com um elemento doador electrónico. Ao caracterizar electricamente a amostra, Pearson descobriu que esta exibia um comportamento fotovoltaico e partilhou a descoberta com um outro colega, Daryl Chapin, que tentava infrutiferamente arranjar uma alternativa para as baterias eléctricas que alimentavam redes telefónicas remotas.

As primeiras células fotovoltaicas assim produzidas tinham alguns problemas técnicos que foram superados quando Fuller dopou Silício, primeiro com arsénio e depois com boro, obtendo células que exibiam eficiências recorde de cerca de 6%.

1955 A Western Electric iniciou a venda das licenças comerciais da tecnologia fotovoltaica de Silício.

1957 A Hoffman Electronics alcançou 8% de eficiência nas células fotoeléctricas.

1958 A Hoffman Electronics alcançou 9% de eficiência nas células fotoeléctricas. A sonda “Vanguard I”, o primeiro satélite alimentado a energia solar, manteve-se operacional durante 8 anos apresentado na figura 2.1 [4].

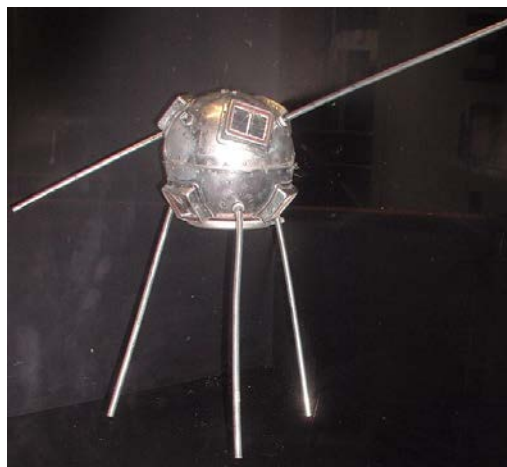


Figura 2.1 - Sonda Vanguard I.



- 1959 A Hoffman Electronics alcançou 10% de eficiência nas células solares fotoelétricas. O satélite “Explorer 6” foi lançado com um conjunto de 9600 células fotovoltaicas.
- 1960 A Hoffman Electronics alcançou 14% de eficiência nas células fotovoltaicas.
- 1963 O Japão instalou 242 W de potência de células fotovoltaicas num farol, o maior conjunto de células fotovoltaicas até à data.
- 1964 Foi lançado o satélite “Nimbus”, que continha 470 W em painéis solares apresentado na figura 2.2 [5].



Figura 2.2 - Sonda Nimbus.

- 1966 Foi lançado o “Orbiting Astronomical Observatory”, com 1 kW em painéis fotovoltaicos.
- 1977 O Solar Energy Research Institute (SERI) - que, mais tarde, mudou o nome para National Renewable Energy Laboratory (NREL) -, inaugurou as suas instalações em Golden, Colorado. A produção dos painéis fotovoltaicos excedeu os 500 kW.
- 1979 O Lewis Research Center (LeRC), da NASA, completou um sistema de 3,5 kW em Papago, uma aldeia no Arizona. Esta foi a primeira povoação no mundo com sistemas fotovoltaicos.
- 1982 Foi instalada a primeira central de grande dimensão (1 MWp), na Califórnia [6].
- 1990 Foi lançado o programa “telhados solares”, na Alemanha; posteriormente, o Japão lança programa idêntico (1993) [6].
- 1998 Recorde de 24.7% de eficiência em células de Silício monocristalino [6].



- 1999 O total acumulado da potência instalada de painéis solares atingiu a fasquia do primeiro gigawatt [6].
- 2002 O total de potência instalada acumulada duplicou a do ano de 1999 [6].
- 2005 Cientistas do Fraunhofer Institute for Solar Energy System anunciaram uma eficiência superior a 20% para células em Silício multicristalino [6].
- 2011 Os preços mais baixos dos módulos de diferentes tecnologias são 0,93 €/Wp para Silício Multicristalino, 0,91 €/Wp para Silício Monocristalino e de 0,89 €/Wp para Película Fina. Estes valores correspondem a Novembro de 2011 [7].

## 2.2. Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico, relatado pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, consiste no surgimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semiconductor, produzida pela absorção da luz incidente. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão. Em 1954, nos laboratórios Bell, Calvin Fuller produziu a primeira célula solar de Silício, que rapidamente atraiu o interesse do programa espacial norte-americano devido à potência por unidade de peso ser vantajosa. O aperfeiçoamento destas células para aplicações espaciais, conduziu à aplicação da tecnologia fotovoltaica em instalações terrestres, sendo posteriormente mais aperfeiçoada em laboratório [8].

Para compreender o comportamento dos materiais que são usados nas células fotovoltaicas, basta considerar que a sua estrutura atómica possui protões e neutrões concentrados no núcleo do átomo e electrões que permanecem em órbitas de diferentes níveis de energia ao redor do núcleo: a permanência nas órbitas mais internas, mais próximas do núcleo, corresponde aos electrões de menos energia relativamente à permanência nas órbitas mais externas. Este modelo constitui o chamado modelo de átomo de Bohr, que é razoavelmente bom para se compreender o comportamento dos materiais que são usados nas células fotovoltaicas [8].

Cada átomo do elemento Silício, cujo número atómico é 14, possui 14 electrões distribuídos em três órbitas ao redor do seu núcleo: dois electrões na órbita interna, oito electrões na órbita intermédia e quatro electrões na órbita externa. Os electrões da órbita



externa de cada átomo interagem com os dos átomos vizinhos, formando estruturas sólidas. Cada átomo faz uma ligação covalente com cada um de outros quatro átomos vizinhos, permitindo que esses quatro átomos passem a ter suas órbitas externas completas, com oito electrões cada, formando uma estrutura cristalina [8].

Cada uma dessas ligações covalentes entre os electrões de diferentes átomos pode ser quebrada se um dos electrões receber energia externa suficiente para se afastar mais do seu respectivo núcleo, livrando-se da atracção deste. Com isso, o electrão deixa a banda de valência, em que não se pode movimentar livremente, passando para a banda de condução. A saída do electrão da banda de valência deixa uma lacuna eléctrica, o que cria o par electrão-lacuna, originado a partir do aumento da energia do electrão [8].

Se esse electrão livre, com bastante energia, fosse direccionado para um circuito eléctrico, seria, então, criada uma corrente eléctrica. Porém, o material é composto apenas por átomos de Silício, pois o electrão livre associa-se imediatamente a uma lacuna originada pela saída de outro electrão – processo no qual perde energia, deixa a banda de condução e retorna à banda de valência sem se dirigir a uma carga externa. A energia perdida pelo electrão é transformada em calor e dissipada. Então, para que se produza a desejada corrente eléctrica, é necessário que haja um processo que acelere os electrões livres para fora do material, para um circuito externo. Isso pode ser conseguido com a aplicação de um campo eléctrico. O material das células fotovoltaicas é preparado de forma a possuir um campo eléctrico permanente, que surge por consequência de uma junção resultante de uma adequada dopagem do material semiconductor [8].

Quando átomos com cinco electrões de ligação na última camada de valência – como, por exemplo, o Fósforo – são adicionados ao Silício, que possui apenas quatro electrões nessa situação, a estrutura cristalina resultante é constituída da seguinte forma: quatro electrões do Fósforo unem-se a quatro átomos de Silício vizinhos, enquanto o quinto electrão do Fósforo não realiza nenhuma ligação, permanecendo ligado ao seu átomo de origem por meio de uma ligação bastante fraca, de pouca energia. No caso de este electrão receber uma pequena quantidade de energia térmica, disponível mesmo à temperatura ambiente, a sua ligação ao núcleo é quebrada, sendo libertado e direccionado para a banda de condução. Nesse caso, o Fósforo é um material dopante

doador de electrões, denominado dopante n; essa dopagem é denominada dopagem do tipo n, sendo o substrato dito de Silício N [8].

Numa outra configuração, em que sejam adicionados ao Silício átomos com apenas três electrões na última camada de valência (como, por exemplo, o Boro), uma das ligações com os quatro átomos de Silício vizinhos não será realizada, ficando uma lacuna [8]. A dopagem de semicondutores é apresentada na figura 2.3 [9].

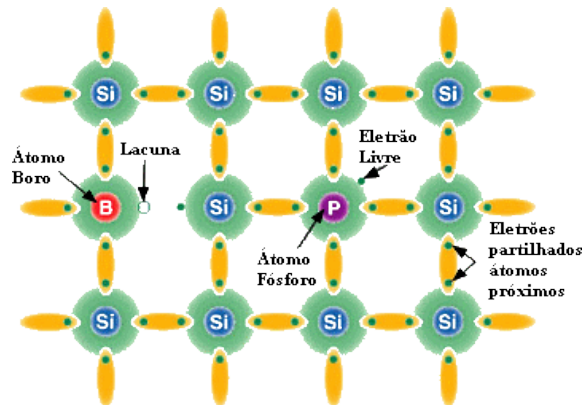


Figura 2.3 - Dopagem de semicondutores.

De modo análogo ao caso anterior, com pouca energia térmica, um electrão vizinho pode passar a esta posição, criando, no local da sua saída, uma nova lacuna e fazendo com que a lacuna se desloque de um local para outro. Sendo assim, o Boro é um material dopante que aceita electrões, denominado dopante p; essa dopagem é denominada dopagem do tipo p, sendo o substrato denominado de Silício P [8].

Mesmo com dopagem, o Silício continua com carga neutra, pois a quantidade de electrões e de protões é a mesma. Entretanto, quando o Silício do tipo n é posto em contacto com o Silício do tipo p, os electrões livres do material com dopagem do tipo n preenchem as lacunas do material com dopagem do tipo p. Logo, a camada do tipo n, que cedeu electrões, fica positivamente carregada; a camada do tipo p, que recebeu electrões, fica negativamente carregada. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo eléctrico permanente que dificulta a passagem de mais electrões do substrato n para o substrato tipo p. Este processo alcança o equilíbrio quando o campo eléctrico forma uma barreira de potencial capaz de impedir que os electrões livres remanescentes no substrato do tipo n passem para o substrato tipo p. Deste modo, é assim criada uma junção pn [8]. É apresentado o diagrama de bandas de energia de um semiconductor apresentada na figura 2.4 [10].

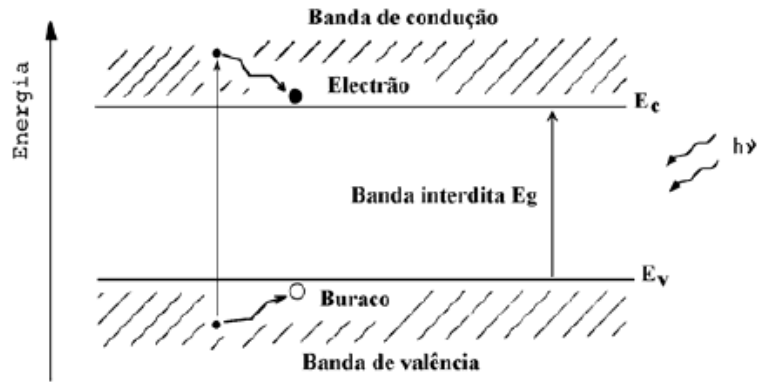


Figura 2.4 - Diagrama de bandas de energia de um semiconductor.

Nessa situação, o efeito fotovoltaico pode ocorrer. Quando um fóton da luz solar, incidente na junção pn, transmite energia a um electrão da camada p, este move-se para a banda de condução e cria o par electrão-lacuna. O campo eléctrico existente força o deslocamento desse electrão para a camada n, não permitindo o seu retorno e, simultaneamente, repele a lacuna para o extremo oposto da camada p. Criada a condição de circulação de corrente eléctrica no interior do material semiconductor dopado, a simples colocação de contactos eléctricos nas duas extremidades do material permite à tensão eléctrica existente entre elas originar corrente eléctrica, que produzirá os efeitos desejados na carga externa [8]. O princípio de funcionamento da junção pn é apresentada na figura 2.8 [10].

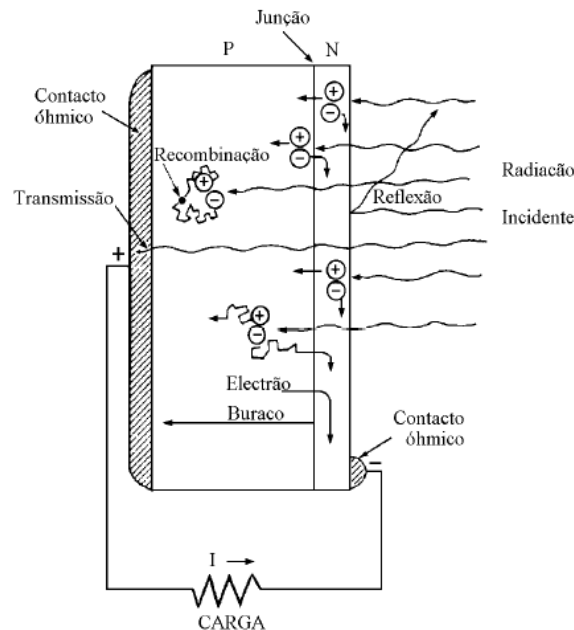


Figura 2.5 - Princípio de funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos.

## 2.3. Produção de módulos fotovoltaicos

O processo de produção de um módulo solar de Silício cristalino, também chamada de “sand-to-rooftop” [11], é apresentado na figura 2.6 [11].



Figura 2.6 - Processo típico de produção de módulo solar de Silício cristalino.

O processo começa pela purificação do Silício. Uma vez atingido o grau de pureza necessário, é derretido e fundido em lingotes que, por sua vez, são cortados em bolachas “wafers”; este processo depende do tipo de célula de Silício pretendido. Depois de processadas, as bolachas “wafers” são montadas em células solares e agrupadas em módulos solares. Finalmente, estes módulos estão prontos para serem instalados e permitirem o aproveitamento da energia solar [11].

### 2.3.1. Lingotes

O Silício de grau metalúrgico (MG) é produzido por redução carbotérmica do quartzo em fornos em unidades metalúrgicas. O produto obtido consiste em 98 a 99% de Silício e cerca de 1 a 2% de impurezas – que são, principalmente, de Ferro, Alumínio, Fósforo, Cálcio, Titânio, Carbono e Boro [11]. O Silício é derretido, purificado e solidificado na forma adequada para posterior processamento. Lingotes de Silício podem ser cultivados através de métodos como o crescimento de Czochralski ou a técnica do forno de Bridgman, dependendo do tipo de células pretendido [11].

#### a) Lingotes de Silício monocristalino (C-Si)

Neste processo, é necessário uma “semente” de um único cristal de Silício, de elevado grau de pureza (99,99%, [10]), que será colocado em contacto com a superfície superior

de Silício derretido. O processo de crescimento do cristal é bastante lento, com velocidades de crescimento de 0,6 a 1,2 mm/h [10]. O recipiente que contém o Silício derretido roda numa direcção, enquanto a semente é simultaneamente rodada no sentido oposto e, ao mesmo tempo, é puxada lentamente [10]. A rotação no processo de Czochralski é apresentada na figura 2.7 [12].

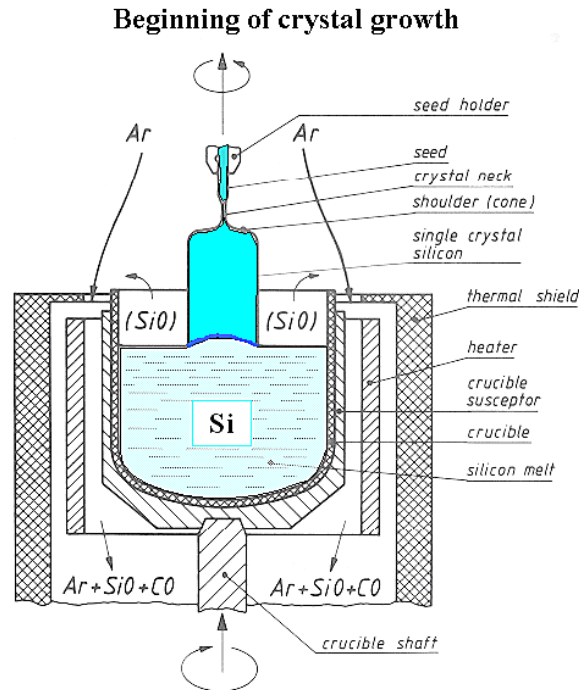


Figura 2.7 - Rotação no Processo de Czochralski.

Os átomos do Silício derretido vão solidificar no padrão da semente, que vai aumentar a estrutura do cristal único. Esta técnica é a base da indústria de chips semicondutores e é conhecido como método de Czochralsky, é apresentado na figura 2.8 [13].

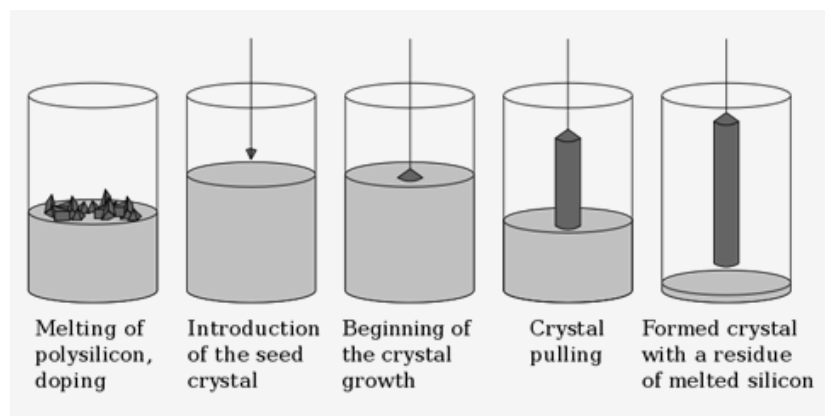


Figura 2.8 - Processo de Czochralski.

O produto final é uma bolacha “*wafers*” monocristalino [14], como representada na figura 2.9 [13].



Figura 2.9 - Haste para o cultivo de Silício pelo Processo Czochralski

### b) Silício policristalino (mc-Si)

Os métodos mais comuns de fabrico de células de Silício policristalino são o método de fundição do Silício e o método do forno de Bridgeman. Nestes processos, a pureza do Silício varia entre os 98,0% e os 99,0% [6] [10].

No método de fundição, o Silício é aquecido num recipiente até se encontrar no estado líquido e, depois, vertido para o molde no qual vai ser arrefecido.

Usando o método do forno de Bridgeman, o Silício é fundido e solidificado no mesmo recipiente; esta técnica é também conhecida como solidificação direccional. É um processo mais simples do que a fundição, por não envolver o derramar de Silício fundido, mas implica tempos de reacção mais longos e a mais altas temperaturas, além de uma maior complexidade do equipamento [11]. O método de fundição do Silício e o método do forno de Bridgeman são apresentados na figura 2.10 [11].

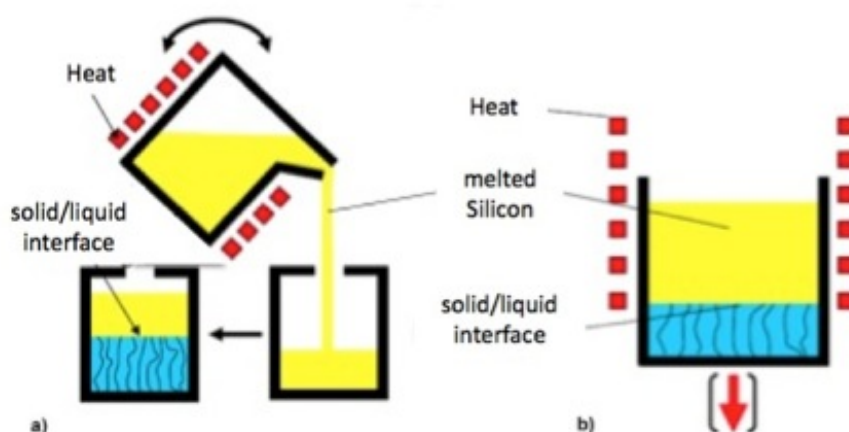


Figura 2.10 - Processo de fundição do Silício em forno de Bridgeman.

### 2.3.2. Bolachas

Os lingotes de Silício multicristalino são cortados em blocos que, por sua vez, são cortados em finas “fatias”, obtendo-se as bolachas “*wafers*”. Estas são, depois, submetidas a um tratamento da sua superfície por decapagem húmida seguida de limpeza, sendo este procedimento repetido várias vezes até se atingir a perfeição desejada. As bolachas “*wafers*” resultantes são a matéria-prima para a produção da célula solar [11]. O processo de corte do Silício multicristalino é apresentado na figura 2.11 [11].

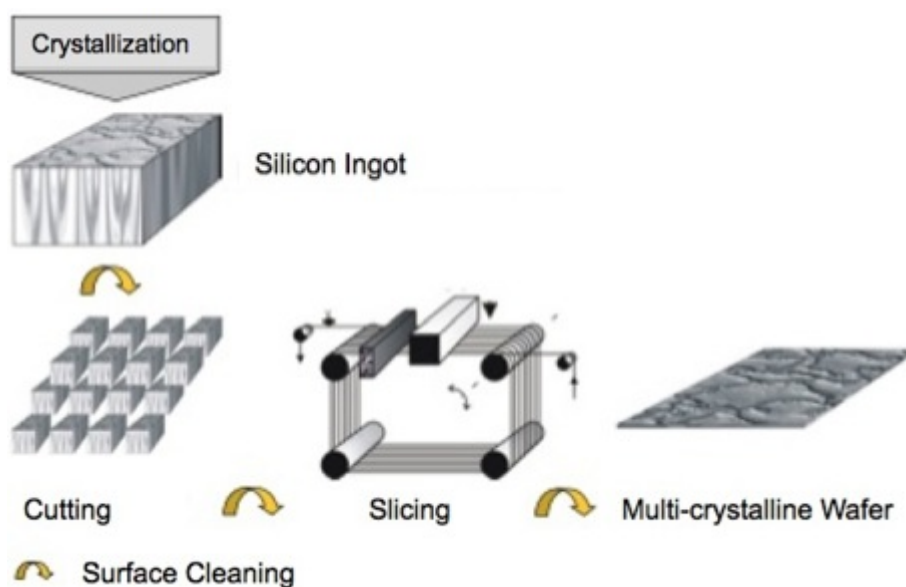


Figura 2.11 - Processo de corte do Silício multicristalino.

No caso dos lingotes de Silício monocristalino, a etapa de corte em blocos é eliminada, sendo os lingotes cortados directamente em bolachas “*wafers*”. De modo a aumentar a área disponível do módulo, as bolachas são cortadas em forma de quadrados e não em forma circular [11].

As bolachas resultantes têm uma espessura entre 160 e 220  $\mu\text{m}$ , mas o processo de corte dos lingotes resulta numa elevada perda de material, na ordem dos 50% [11].

### 2.3.3. Célula

Na primeira etapa de produção, as bolachas “*wafers*” são inspeccionadas para se detectar quaisquer problemas de qualidade, sendo os defeitos do corte removidos através da decapagem húmida. As bolachas “*wafers*” multicristalinas e policristalinas com diferentes dimensões, 125×125 mm ou 156×156 mm e de espessura entre 160 e 220  $\mu\text{m}$ , são a matéria-prima para a produção das células solares [11]. As etapas do processo de fabrico estão representadas na figura 2.12 [11].

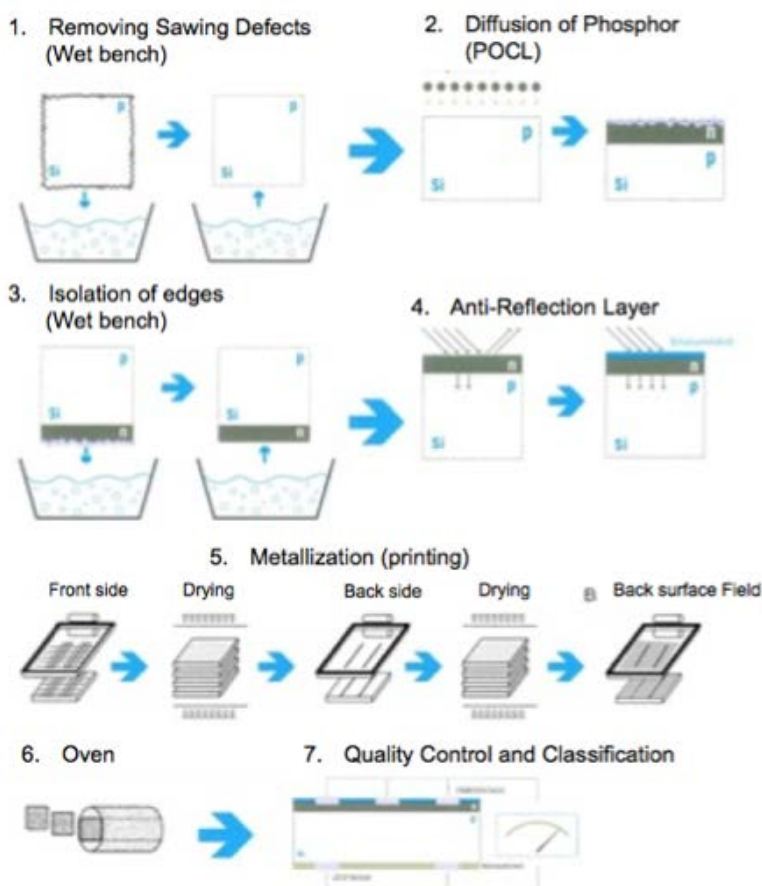


Figura 2.12 - Etapas de produção das células solares.

Na primeira etapa, são removidas as imperfeições do corte em seguida, na segunda etapa, é espalhado Fósforo no Silício. Na terceira, é feito o isolamento das arestas numa tina húmida. Na quarta, é aplicada uma camada anti-reflexo, de forma a evitar a reflexão dos raios solares, contribuindo para melhorar a eficiência da conversão. Na quinta, procede-se à metalização, sendo os contactos eléctricos impressos sobre a célula solar, quer na superfície frontal quer no seu verso. Na sexta, é realizada a cozedura dos contactos eléctricos. Na sétima e última etapa, após a cozedura dos contactos eléctricos num forno, são medidas a qualidade eléctrica, a potência eléctrica e a qualidade óptica da célula, de forma a ser classificada [11].

#### 2.3.4. Módulo

Para se obter as tensões apropriadas a diferentes aplicações, as células solares são interligadas para formarem unidades maiores chamadas módulos. As associações em série permitem obter tensões mais elevadas, enquanto as associações em paralelo permitem obter correntes eléctricas mais elevadas em comparação com a tensão e corrente de uma só célula [11].

Nas associações anteriores, as células são encapsuladas individualmente, embebidas em etileno acetato de vinilo, equipadas com uma moldura em alumínio ou aço inoxidável e, finalmente, cobertas por um vidro transparente. Estas associações são, em geral, de elevada qualidade, contribuindo para que os módulos solares tenham altos padrões de qualidade e uma expectativa de vida muito longa, sendo habitual os fabricantes indicarem garantias de vinte ou mais anos [11] em boas condições de funcionamento.

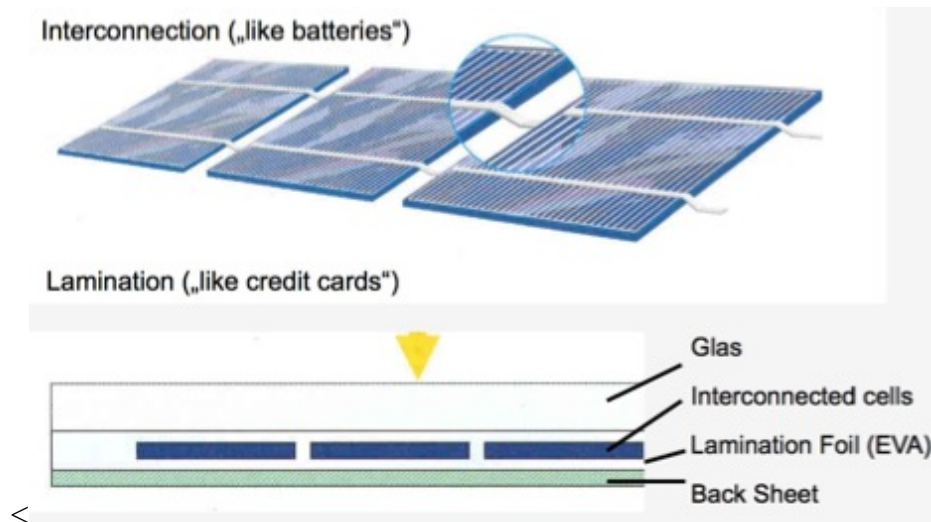


Figura 2.13 - Interligação e laminação das células [11].

### 2.3.5. Silício amorfo (a-Si)

Este tipo de células é significativamente diferente dos anteriores, visto ser caracterizado por um alto grau de desordem nas estruturas atômicas. O seu fabrico requer processos relativamente simples, por deposição de Silício vaporizado sobre uma superfície plana (aço inoxidável ou vidro, por exemplo), possibilitando o fabrico de células com grandes áreas a baixo custo, o que torna estas células economicamente mais favoráveis relativamente às anteriores [6].

## 2.4. Simuladores na indústria fotovoltaica

Com o rápido crescimento da indústria fotovoltaica e com o aumento do número de instalações, ao longo dos anos foram realizados diversos estudos de forma a entender-se como os diversos factores afectam as características dos módulos fotovoltaicos. Os primeiros estudos realizados em simuladores tentaram perceber como a variação da temperatura, irradiação e variação de carga afecta a potência de saída de um único módulo fotovoltaico. Estes estudos, contudo, não tiveram em consideração o efeito do sombreamento. Posteriormente, outros autores [15], realizaram estudos sobre o modo



como o sombreamento afecta as curvas características I-V e P-V, num único módulo fotovoltaico. Estes resultados não prevêem a presença de múltiplos “degraus” e “picos”, comuns nas curvas características de um conjunto de módulos fotovoltaicos ligados entre si com insolação não uniforme [15].

Para a simulação ser o mais próxima possível da realidade, tem de se conseguir representar matematicamente cada célula de cada módulo individualmente e os respectivos díodos de Bypass, díodo bloking e etc. Os estudos realizados tiveram também em consideração o efeito causado pelo sombreamento nas suas simulações, os quais revelaram ser modelos muito complexos, envolvendo matrizes computacionais complexas e grandes, que requerem muito tempo de cálculo [15].

Não é apenas a quantidade de módulos fotovoltaicos que afecta significativamente a produção de energia mas também o modo como os módulos se encontram configurados entre si [15] (quantidade de módulos em serie e em paralelo); realizaram-se diversos estudos [15] tendo isto em conta. Desta forma, podemos estudar as flutuações de energia produzidas por um sistema fotovoltaico completo quando sujeito a sombreamento.

Outros estudos mostram como é que as flutuações [15] na produção de energia por um sistema fotovoltaico afectam a rede de distribuição à qual estão ligados, bem como os custos financeiros [15] provocados por essas flutuações.

## 2.5. Tipos de células

Em seguida, são apresentadas alguns tipos de células fotovoltaicas:

- **Célula de Grätzel:** Um novo tipo de células solares introduzido pelo Professor suíço Michael Grätzel em 1991, sendo uma alternativa à tecnologia do Silício. O material básico da “Célula de Grätzel” é o semicondutor de dióxido de titânio ( $\text{TiO}_2$ ). Neste tipo de célula não existe uma junção p-n: o semicondutor absorve a luz por recurso a um corante orgânico. Esta absorção é semelhante ao modo como as plantas usam a clorofila para captar a energia solar através da fotossíntese [9].

Em ensaios laboratoriais, estas células alcançaram eficiências de 12%. No entanto, segundo a firma australiana STA, os módulos produzidos industrialmente em

quantidades limitadas não ultrapassam uma eficiência de aproximadamente 5% [9], a célula de Grätzel está representada na figura 2.14 [9].

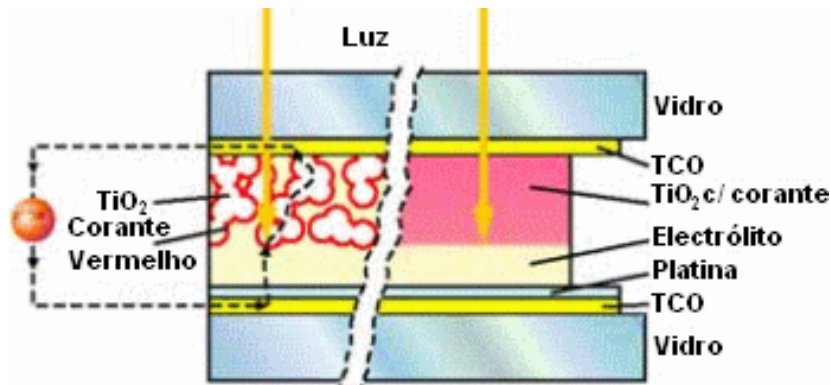


Figura 2.14 - Célula de Grätzel.

- **Di-Selenieto de Cobre Índio Gálio CIGS:** Utilizam na sua composição  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (Cobre, Índio, Gálio, Selênio). Em ensaios laboratoriais, estas células alcançaram eficiências de 13%. Existem alguns problemas de abastecimento de Índio, já que 75% do material distribuído comercialmente está a ser utilizado na produção de LCDs e de monitores de plasma [9], a célula de CIGS está representada na figura 2.15 [16].



Figura 2.15 - Célula CIGS.

- **Gálio Arsénio (GaAs):** Estas células são fabricadas com o mesmo material semiconductor de que são feitas as células de alta eficiência, usadas especialmente na tecnologia espacial. [17]. A célula de GaAs está representada na figura 2.16 [18].

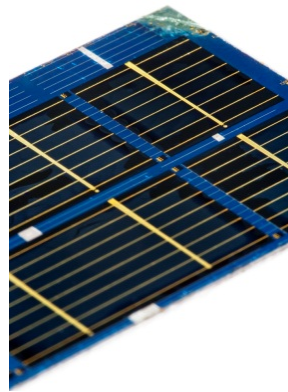


Figura 2.16 - Célula de Arsénio de Gálio.

- **Telureto de Cádmio (CdTe):** A reduzida quota de mercado destas células (pouco mais de 1%) deve-se ao elevado nível de toxicidade do Cádmio [9], a célula de CdTe está representada na figura 2.17 [19].



Figura 2.17 - Célula de Telureto de Cádmio.

### 2.5.1. Ensaio e eficiência das diversas tecnologias

A eficiência de uma célula é influenciada por diversos factores, tais como a temperatura, a distribuição espectral e a resistividade da carga aplicada. De forma a poder comparar-se a eficiência dos vários módulos dos diversos fabricantes, é utilizada a norma IEC 61215 [20], que define o protocolo de ensaio e condições-padrão (STC). Os ensaios são realizados com o valor de irradiação de  $1 \text{ kW/m}^2$ , à temperatura a  $25^\circ\text{C}$  e uma massa de ar de 1,5 (AM 1,5). A resistência de carga é alterada até atingir um pico, o ponto de potência máxima (MPP – Maximum power point), a potência neste ponto é registada em watt pico (Wp – Watt peak); desta forma, é obtida a potência e eficiência dos módulos fotovoltaicos [20].

Alguns fabricantes também realizam o ensaio PTC, que se refere às condições de ensaio estabelecidas pela PVUSA. O ensaio PTC é realizado a 10 metros do solo, com irradiação  $1 \text{ kW/m}^2$  à temperatura de  $20^\circ\text{C}$  e velocidade do vento de 10 m/s. Os valores



obtidos nos ensaios PTC são inferiores aos obtidos nos ensaios STC, este ensaio é considerado mais realista, pois as suas condições de ensaio reflectem melhor as condições solares e climáticas em comparação com o ensaio STC. Os resultados da comparação entre os ensaios são indicados na tabela 2.1 [21].

**Tabela 2.1 – Comparação entre ensaios STC e PTC**

<b><u>Marca</u></b>	<b><u>STC DC Watts</u></b>	<b><u>PTC DC Watts</u></b>	<b><u>STC/PTC Efficiency</u></b>
First Solar	75	72	<b>96.0%</b>
Sanyo HIT	215	199.6	<b>92.8%</b>
Schuco	230	211.0	<b>91.7%</b>
Canadian	240	218.7	<b>91.1%</b>
SunTech	220	199.8	<b>90.8%</b>
Phono	240	217.9	<b>90.8%</b>
CEEG	240	217.3	<b>90.5%</b>
C-SUN	240	217.3	<b>90.5%</b>
Kyocera	240	217.3	<b>90.5%</b>
Mitsubishi	235	212.4	<b>90.4%</b>
SunPower	238	215.1	<b>90.4%</b>
Solarfun	240	216.9	<b>90.4%</b>
Samsung	241	217.6	<b>90.3%</b>
Andalay	180	162.5	<b>90.3%</b>
Hareon	220	198.2	<b>90.1%</b>
Sharp	235	211.7	<b>90.1%</b>
Westinghouse	175	157.5	<b>90.0%</b>
JA Solar	240	215.3	<b>89.7%</b>

Ambos os ensaios, STC ou PTC, não têm em consideração todas as perdas existentes numa instalação fotovoltaica, onde os valores obtidos são inferiores ao previsto devido a poeiras, sombras, perdas nas ligações no inversor, perdas devido à degradação ao longo do tempo e à temperatura [21].

A evolução das diversas tecnologias das células solares desde 1975 até aos dias de hoje. Em 2012, as células multijunções, constituídas por três junções com concentrador, obtiveram uma eficiência de 44.4%. Este tipo de células não é mais utilizado devido a questões económicas. As células com menor eficiência, cerca de 13.4%, são as constituídas por Silício amorfo conforme apresentadas na figura 2.18 [20].

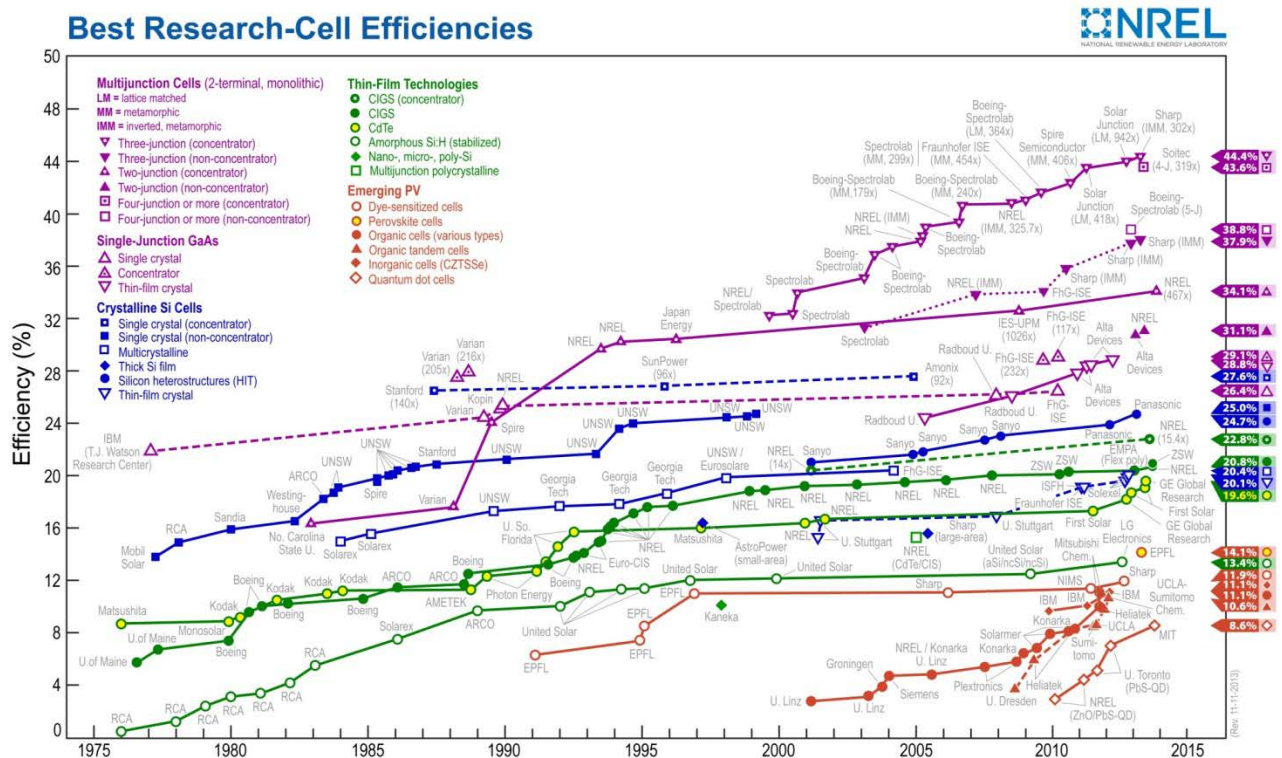


Figura 2.18 - Eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas.

## 2.5.2. Aplicações

As primeiras aplicações das células fotovoltaicas foram desenvolvidas como fontes de energia para satélites [22] e, mais tarde, para estações orbitais. Os sistemas fotovoltaicos são utilizados como fonte de energia em diversas situações. As aplicações mais comuns dos painéis fotovoltaicos são em áreas rurais, onde não exista uma rede de distribuição de energia. Com os incentivos governamentais, é cada vez mais frequente a utilização desta tecnologia em sistemas de microgeração em áreas urbanas.

Os sistemas fotovoltaicos são uma excelente solução de geração de energia eléctrica, independentemente da sua localização. Estas soluções têm sido aplicadas até mesmo em elevadas altitudes, como os Himalaias ou a Antárctida [22].

Dependendo das cargas a alimentar, podem ser usadas diversas soluções de sistemas fotovoltaicos, como acoplamento directo, sistemas sem baterias (como, por exemplo, apenas para o bombeamento de água), sistemas híbridos de geração solar complementados com energia eólica ou gerador Diesel [22].



### 2.5.3. Centrais fotovoltaicas

Os módulos solares são hoje em dia parte integrante de grandes centrais de produção eléctrica “standalone” ou ligadas à rede. As maiores centrais fotovoltaicas têm vindo a ser construídas na Alemanha, Espanha, Itália, Holanda, Portugal, etc. A nível mundial, mais de 250 grandes centrais eléctricas de energia fotovoltaica estão ligadas à rede de distribuição de energia, com uma potência de pico na ordem 1 MWp [23]. É apresentada uma lista e algumas centrais fotovoltaicas na tabela 2.2 [23].

Tabela 2.2- Lista de algumas centrais fotovoltaicas

Potência	Localização	Ano de construção
97 MW	Canadá, Sarnia (Ontário)	2009-2010
84,2 MW	Itália, Montalto di Castro (Lázio)	2009-2010
80,7 MW	Alemanha, Finsterwalde	2009-2010
70 MW	Itália, Rovigo	2010
60 MW	Espanha, Olmedilla	2008
54 MW	Alemanha, Straßkirchen	2009
53 MW	Alemanha, Turnow-Preilack	2009
50 MW	Espanha, Puertollano	2008
48 MW	EUA, Boulder City, NV	2010
46 MW	Portugal, Moura	2008
40 MW	Alemanha, Brandis	2007
36 MW	Alemanha, Reckahn	2010
35 MW	República Checa, Veprek	2010
34,5 MW	Espanha, Trujillo	2008
34,4 MW	Alemanha, Dörlesberg	2010
34 MW	Espanha, Arnedo	2008
31,8 MW	Espanha, Dulcinea	2009
31 MW	Alemanha, Tutow	2009-2010
30 MW	Espanha, Mérida	2008
26 MW	França, Gabardan	2010
26 MW	Espanha, Fuente Álamo	2008

A central fotovoltaica da Amareleja foi concluída em Dezembro de 2008 no conselho de Moura, Alentejo. Esta central fotovoltaica com a capacidade de 46 MWp de potência ocupa uma área de 250 hectares e é composta por 2.520 seguidores solares, com 262.080 módulos fotovoltaicos [24]. A central fotovoltaica da Amareleja é apresentada na figura 2.19 [25].



Figura 2.19 - Central de Moura, Portugal 46 MW.

#### 2.5.4. Barreiras acústicas

As barreiras acústicas são amplamente utilizadas ao longo de estradas e ferrovias, de forma a isolar as fontes de ruído. Estas barreiras podem ser construídas de vários materiais, mas têm de ser devidamente projectadas de forma a serem eficazes.

Uma forma eficiente de prevenção do ruído é através da aplicação de módulos fotovoltaicos como barreira acústica, o que foi demonstrada pela primeira vez na Suíça, em 1989. Posteriormente, esta solução foi também aplicada em outros países europeus [26]. Um exemplo de barreira acústica, com painéis fotovoltaicos para produção de energia, foi construída em 1989 na A13 Suíça, constituída por 2208 módulos policristalino, tem uma área de 968 m<sup>2</sup> e pode fornecer 110.00 kWh/ano de energia com uma potência de pico de 100kW, a barreira acústica está representada na figura 2.20 [27].



Figura 2.20 - Barreira acústica na A13, Suíça.

### 2.5.5. Sistemas fotovoltaicos em áreas de desastres

Pequenos sistemas fotovoltaicos são bastantes úteis como fontes de energia em caso de desastres naturais como tremores de terra, cheias, furacões, etc. Nestes casos, a energia solar pode ser usada para fornecer energia a instalações de saúde, escolas, sinais de trânsito, etc [28].

Para cada área, devem ser cuidadosamente estudadas as necessidades específicas em caso de desastre natural. Foram desenvolvidas diferentes soluções. Uma estação de serviço dotada de painéis fotovoltaicos para o abastecimento de veículos de emergência em caso de desastres naturais está representado na figura 2.21 [28].



Figura 2.21 - Estação de serviço no Japão equipada com painéis fotovoltaicos com capacidade de abastecimento de veículos de emergência em caso de desastres naturais.

Um exemplo de uma solução é a “WATERpps”. Trata-se de uma estação fotovoltaica de bombagem e purificação de água produzida pela Solar-Fabrik na Alemanha e que, diariamente, pode fornecer até 200l de água potável ou 1000l de água para uso industrial [29], está representada na figura 2.22 [29].



Figura 2.22 - Sistema de purificação e bombagem de água.

## 2.6. Principais elementos de um sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos são bastante flexíveis, podendo admitir muitas topologias de acordo com a aplicação.

De um modo geral, todos os sistemas solares têm de ter uma unidade de produção (UP) constituída por módulos solares agrupados em série e/ou em paralelo, para formarem uma ou diversas “strings”. A energia fornecida pela UP é, então, dirigida para o inversor, que converte a corrente contínua (DC) em corrente alternada (AC), a qual é fornecida à rede eléctrica de serviço público (RESP) através de um contador para contabilização dessa energia – isto no caso específico de Portugal, para o regime de microprodução, como representado na figura 2.23 [30].

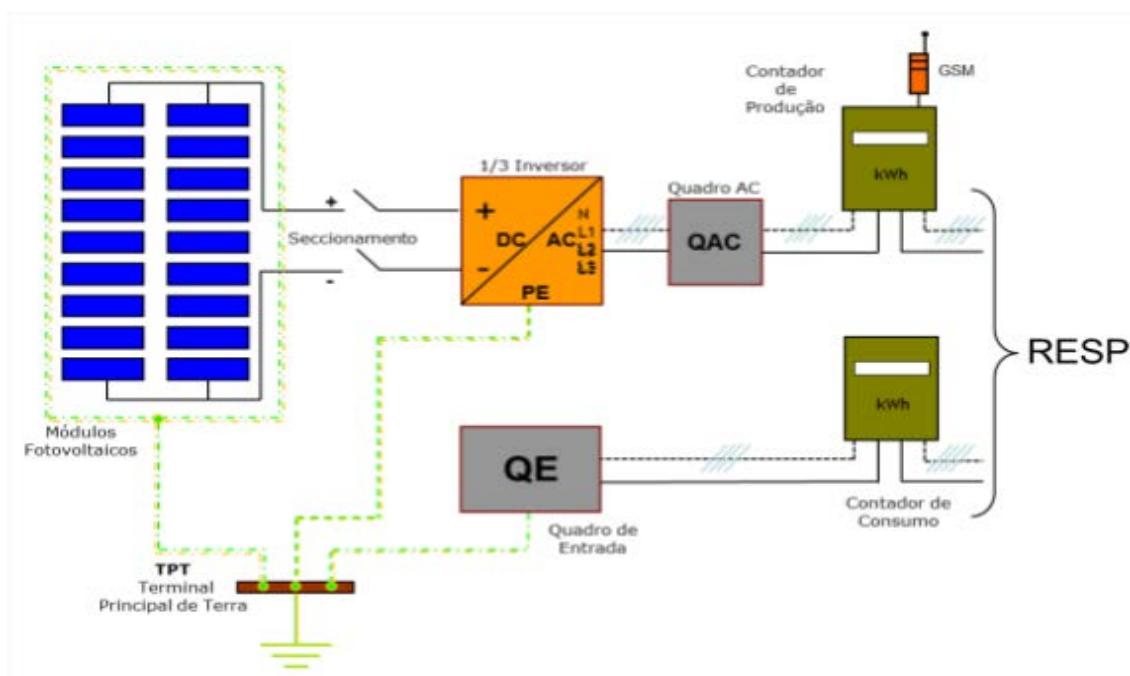


Figura 2.23 - Diagrama simplificado de ligação à RESP.

Noutras configurações, pode ser necessária a utilização de mais alguns equipamentos, tais como os conversores DC-DC ou Boost [31], que têm como função adequar a tensão fornecida pela UP ao inversor; a instalação de baterias permite armazenar a energia para ser utilizada mais tarde. Este tipo de equipamento é mais comum nas instalações “standalone”. A utilização de outros equipamentos numa instalação fotovoltaica está representada figura 2.24 [31].

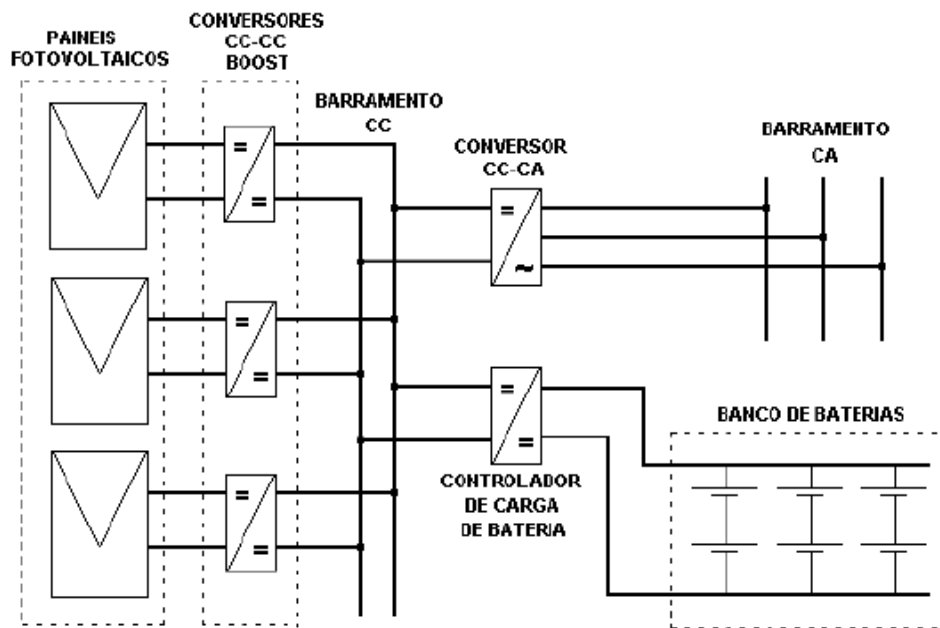


Figura 2.24 - Diagrama genérico de um sistema fotovoltaico.



# Capítulo 3

## Enquadramento legal

*Neste capítulo será abordado o enquadramento legal para a obtenção do regime bonificado e dos requisitos técnicos para a instalação de uma unidade de produção fotovoltaica. Também serão abordadas quais as fontes de energia renováveis mais utilizadas e a sua distribuição geográfica.*



### 3.1. Enquadramento jurídico

O regime jurídico da microprodução encontra-se enquadrado no Decreto-Lei 262/2007, Diário da República N.º 138, 1ª série, de 19 de Julho de 2007, sendo republicado pelo Decreto-Lei n.º 188-A/2010, 1ª série N.º 207, de 25 de Outubro. Esta legislação estabelece um regime simplificado da microprodução.

O Decreto-Lei n.º 188-A/2010, de 25 de Outubro, determina que Portugal deve «liderar a revolução energética» através de diversas metas, entre as quais «assegurar a posição de Portugal entre os cinco líderes europeus ao nível dos objectivos em matéria de energias renováveis em 2020 e afirmar Portugal na liderança global na fileira industrial das energias renováveis, de forte capacidade exportadora» [32].

Para concretizar este desígnio, foi aprovada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, que aprova a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020). A ENE 2020 tem como principais objectivos [32]:

- Reduzir a dependência energética do País face ao exterior através do aumento da produção de energia a partir de recursos endógenos;
- Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas;
- Reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas;
- Criar riqueza e consolidar um *cluster* energético no sector das energias renováveis em Portugal;
- Desenvolver um *cluster* industrial associado à promoção da eficiência energética.

Para o cumprimento destes objectivos, importa incentivar a produção descentralizada de electricidade em baixa tensão por particulares. Um programa da microprodução que, iniciado em 2007, teve um sucesso significativo. Já foram instaladas mais de 5400 unidades de microprodução, correspondentes a cerca de 19 MW de potência instalada, em pouco mais de dois anos de aplicação do sistema [32].

O decreto-lei cria condições para produzir mais electricidade em baixa tensão, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis.



A quantidade de electricidade que pode ser produzida é fixada mediante despacho a publicar no SRM até 31 de Dezembro de cada ano; a DGEG divulga o valor da tarifa aplicável no ano seguinte e a quota de potência de ligação a alocar nesse ano. Passa também a ser obrigatório, para a generalidade dos fornecedores de serviços de electricidade, a compra da electricidade microgerada [32].

São criados mecanismos para garantir o acesso à microprodução, com base em critérios de interesse público, a entidades que prestem serviços de carácter social, nomeadamente estabelecimentos na área da saúde, educação, solidariedade e protecção social, bem como na área da defesa e segurança e outros serviços do Estado ou das autarquias locais.

Os procedimentos relacionados com o registo da produção em regime de microprodução passam a ser mais simples e mais transparentes. Qualquer particular que queira produzir energia neste regime passa a poder fazê-lo através de um registo aberto que só deixa de estar disponível quando é atingida a potência máxima destinada para o ano em causa. Os registos passam a ser ordenados por ordem de chegada, permitindo aos interessados ter maior previsibilidade quanto à data em que podem proceder à instalação da unidade de microprodução [32].

O regime bonificado de venda de electricidade, que apenas é acessível mediante o cumprimento de determinadas condições, é ajustado para se tornar mais adequado aos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução.

Estabelece-se que o regime bonificado fica também associado à implementação de medidas de eficiência energética, na medida em que se exige que o local de consumo disponha de colectores solares térmicos, caldeiras de biomassa ou, no caso dos condomínios, a obrigatoriedade de medidas de eficiência energética identificadas em auditoria [32].

O decreto-lei 188-A/2010, de 25 de Outubro, aplica-se à microprodução de electricidade a partir de recursos renováveis e à microprodução de electricidade e calor em co-geração, ainda que não renovável, mediante a utilização de uma unidade ou instalação, monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação de até 5,75 kW aos condomínios que integrem seis ou mais fracções, em que sejam utilizadas instalações trifásicas com uma potência de até 11,04 kW. Em qualquer dos casos, a microprodução tem de ter por base uma só tecnologia de produção [32].



### 3.1.1. Quem pode ser microprodutor

Podem ser produtores de electricidade, por intermédio de unidades de microprodução, as entidades que preencham os seguintes requisitos [32]:

- Disponham de uma instalação de utilização de energia eléctrica com consumo efectivo de energia e que sejam titulares de contrato de compra e venda de electricidade em baixa tensão celebrado com um fornecedor;
- A unidade de microprodução se destine a ser instalada no local servido pela instalação eléctrica de utilização;
- A potência da unidade de microprodução não seja superior a 50% da potência contratada. Esta condição não é aplicável se a instalação eléctrica de utilização estiver em nome de condomínio que integre seis ou mais fracções.

### 3.1.2. Regime de produção e tecnologia

O produtor está sujeito a um dos seguintes regimes remuneratórios:

- a) O regime geral, aplicável a todos os que tenham acedido à actividade de microprodução e não se enquadrem no regime bonificado.
- b) O regime bonificado, aplicável a produtores que preencham cumulativamente os seguintes requisitos [32]:
  - A potência de ligação da respectiva unidade de microprodução não seja superior a 50% da potência contratada, até ao limite máximo 3,68 kW ou, no caso dos condomínios, a 11,04 kW;
  - A unidade de microprodução utilize uma das fontes de energia Solar, Eólica, Hídrica, Co-geração a biomassa, Pilhas de combustível e Co-geração não renovável;
  - O local de consumo associado à microprodução disponha de colectores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de colector ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

O regime bonificado é ainda aplicável:

- Aos produtores que preencham os requisitos anteriores e cuja unidade de microprodução seja uma co-geração e esteja integrada no aquecimento do edifício;



- Aos condomínios, mediante uma auditoria energética e desde que a implementação de medidas de eficiência energética identificadas na auditoria preveja um retorno até dois anos.

No regime bonificado, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração [32].

A tarifa é devida desde o início do fornecimento à rede e é aplicável durante um total de 15 anos contados desde o 1.º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, subdivididos em dois períodos: o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subsequentes 7 anos [32].

A aplicação do regime remuneratório bonificado caduca quando o produtor comunique ao SRM a renúncia à sua aplicação, ou no final do período de 15 anos, ingressando o produtor no regime remuneratório geral [32].

A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens [32]:

- a) Solar — 100 %;
- b) Eólica — 80 %;
- c) Hídrica — 40 %;
- d) Co-geração a biomassa — 70 %;
- e) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável - percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;
- f) Co-geração não renovável — 40 %. A electricidade vendida é limitada a 2,4 MWh/ano, no caso da energia solar e eólica e a 4 MWh/ano no caso das restantes, por cada quilowatt instalado.

### **3.1.3. Procedimento de registo no SRM**

O registo é efectuado e processado electronicamente no SRM. O procedimento de registo inicia-se com a inscrição do promotor, seguindo-se a fase de aceitação desta e termina com a atribuição de potência de ligação [32].



O registo torna-se definitivo com a emissão do respectivo certificado de exploração, a disponibilizar também no SRM, após a instalação da unidade de microprodução pelo produtor. A inspecção da microprodução é solicitada, através do SRM, no prazo de quatro meses contados da data do registo, sob pena de caducidade deste [32].

No caso de o produtor pretender efectuar alguma alteração substancial na sua instalação de microprodução, deve proceder a novo registo aplicável à totalidade da instalação, caducando o registo anterior com a entrada em exploração da nova instalação [32].

O certificado de exploração é emitido na sequência de inspecção, que é efectuada nos 10 dias subsequentes ao pedido de inspecção, devendo o dia e a hora da sua realização ser comunicados ao produtor e técnico responsável através do SRM [32].

Na inspecção, é verificado se a unidade de microprodução está executada de acordo com o disposto no decreto-lei e regulamentação em vigor, para acesso ao regime bonificado, se o respectivo contador cumpre as especificações e está correctamente instalado e devidamente selado de origem, e são efectuados os ensaios necessários para verificar o adequado funcionamento dos equipamentos [32].

Na inspecção deve estar sempre presente o técnico responsável por instalações eléctricas de serviço particular ou seu substituto credenciado, ao serviço da entidade instaladora, ao qual compete esclarecer todas as dúvidas que possam ser suscitadas no acto da inspecção [32].

Concluída a inspecção, o inspector entrega ao técnico responsável cópia do relatório da mesma, registando-os no SRM.

Se o relatório da inspecção concluir pela existência de não conformidades, o produtor deve proceder no sentido de colmatar as deficiências indicadas e dispõe do prazo de 30 dias, contados da inspecção ou da última reinspecção, para proceder às correcções necessárias e solicitar nova reinspecção [32].

A ligação à RESP da unidade de microprodução não é autorizada enquanto se mantiverem deficiências que não permitam a emissão de certificado de exploração, procedendo-se, após a terceira reinspecção sem concluir pela emissão de parecer favorável para início da exploração, ao cancelamento do registo da unidade de microprodução [32].



### **3.1.4. Controlo de certificação de equipamentos**

Os fabricantes, importadores, seus representantes e entidades instaladoras devem comprovar junto da entidade responsável pelo SRM que os seus equipamentos estão certificados e qual a natureza da certificação, devendo aquela entidade proceder à respectiva disponibilização no SRM [32].

Estes equipamentos devem estar certificados por um organismo de certificação, de acordo com o sistema n.º 5 da ISO/IEC [32].

Os equipamentos certificados nos termos do número anterior devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento e que tenham sido publicadas pelo CEN/ CENELEC [32].

Caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, cada tipo de equipamento deve satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pela ISO/IEC [32].

Quando não existam as normas referidas anteriormente, os equipamentos devem estar de acordo com [32]:

- a) As normas ou especificações portuguesas relativas ao equipamento em causa e que sejam indicadas pelo Instituto Português da Qualidade, I. P. (IPQ, I. P.);
- b) As normas ou especificações nacionais em vigor no Estado-membro em que o equipamento foi produzido, desde que o IPQ, I. P. reconheça que garantem as condições equivalentes às estabelecidas anteriormente.

A lista de equipamentos, inversores e contadores, certificados para as instalações das unidades de microprodução encontra-se disponível para consulta no site <http://www.renovaveisnhora.pt>.

## **3.2. Tarifa**

A tarifa depende do regime remuneratório em que o produtor se encontra inserido. No regime geral, o valor de venda é igual ao valor da compra. No regime bonificado, a tarifa é dividida em dois períodos: o primeiro com uma duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subsequentes 7 anos. O valor da tarifa e potência para cada ano é

publicado até ao dia 31 de Dezembro do ano anterior pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) [32].

A tarifa aplicada para os registos efectuados em 2012 foi publicada no despacho da DGEG de 26 de Dezembro de 2011 (publicado em 28 de Dezembro 2011), que estabeleceu o valor de 326 €/MWh para o primeiro período e de 185 €/MWh para o segundo período; no mesmo despacho, foi estabelecido o valor de 10 MW de potência a alocar [32].

Verificou-se uma descida do valor da tarifa, em comparação com o ano de 2011. Em 2010, o valor pago era de 400 €/MWh e de 240 €/MWh no primeiro e segundo período, respectivamente, a evolução da tarifa desde 2010 está representada na figura 3.1.

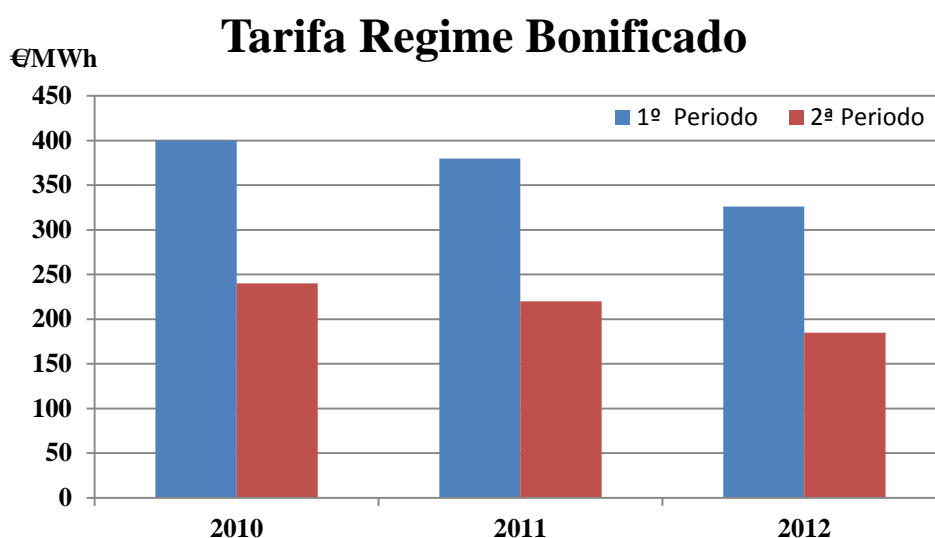


Figura 3.1 - Evolução da tarifa bonificada.

A potência disponível para novas ligações, em 2012, teve uma redução de cerca de 20MW em comparação com o ano de 2011. A disponibilização de potência para o regime bonificado entre 2010 e 2012 é apresentada na figura 3.2.

## Potência disponibilizada para o Regime Bonificado

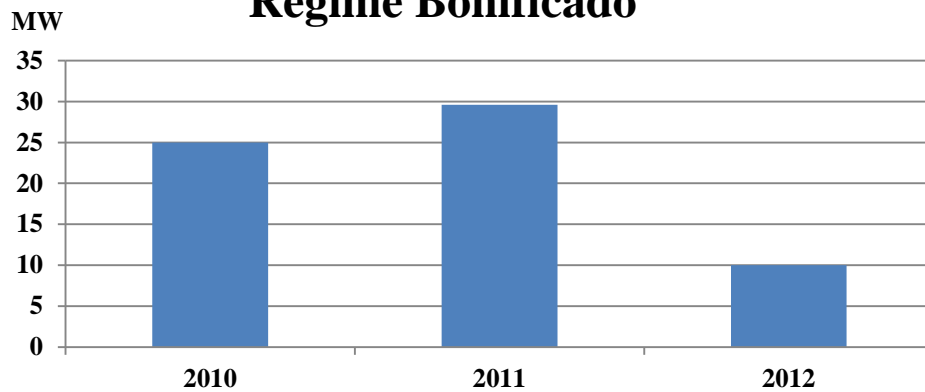


Figura 3.2 - Evolução da potência disponibilizada.

Com base no Decreto-Lei n.º 188-A/2010, de 25 de Outubro, nesse ano a previsão da evolução da tarifa de referência seria a indicada na figura 3.3.

## Tarifa de Referência

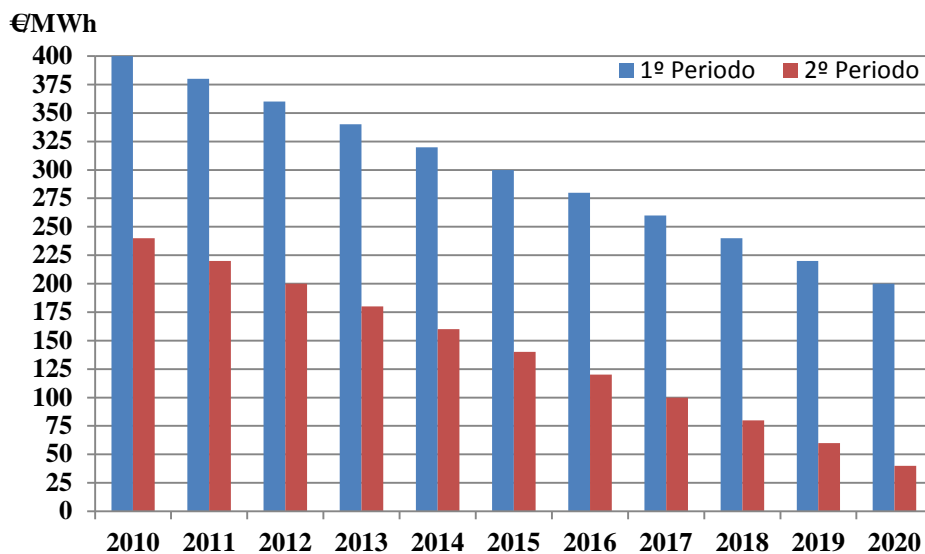


Figura 3.3 - Previsão da evolução da tarifa.

Comparando a figura 3.1 com a figura 3.3, verificamos que a tarifa prevista em 2010 para os anos de 2011 e 2012 foi diferente dos valores estipulados nos despachos publicados posteriormente. Se, em 2011, a tarifa do primeiro período foi igual à prevista na figura 3.3 e para o segundo período a tarifa foi superior em 106€/MWh, já em 2012 as tarifas aplicadas foram mais baixas em relação ao previsto, sendo a diferença de 140€/MWh e 15€/MWh para o primeiro período e o segundo período, respectivamente.

### 3.3. Distribuição da microprodução

A instalação de unidades de microprodução começou em 2008, tendo sido instaladas cerca de 12140 unidades [33] de diversos tipos de energia primária como solar, eólica e hídrica.

A distribuição geográfica das unidades de microprodução não foi feita de forma homogénea. Os distritos Lisboa, Faro, Braga, Porto e Leiria são os que apresentam maior número de instalações o mesmo acontecendo com a potência instalada. No extremo oposto, encontramos o arquipélago dos Açores, com um total 30 registos e uma potência total de 106kW. A distribuição geográfica e de potência das unidades de produção está representada na figura 3.4 [33] e figura 3.5 [33] respectivamente.

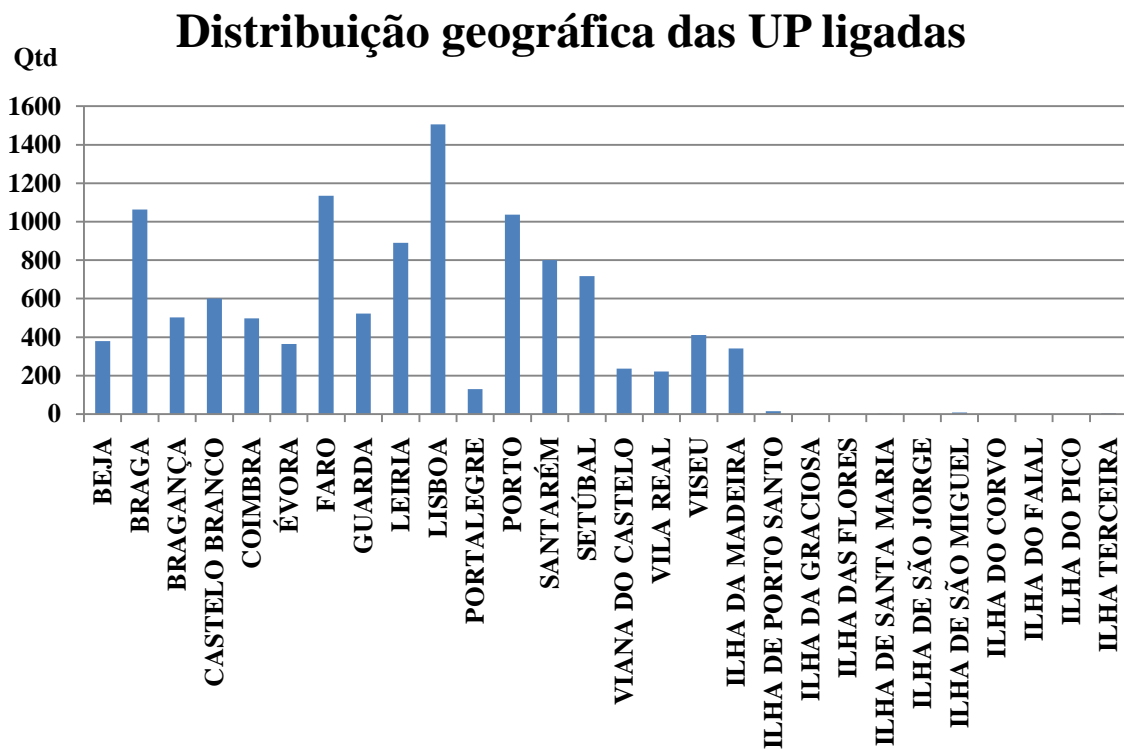


Figura 3.4 - Distribuição geográfica das UP ligadas.

## Distribuição geográfica da potência das UP ligadas

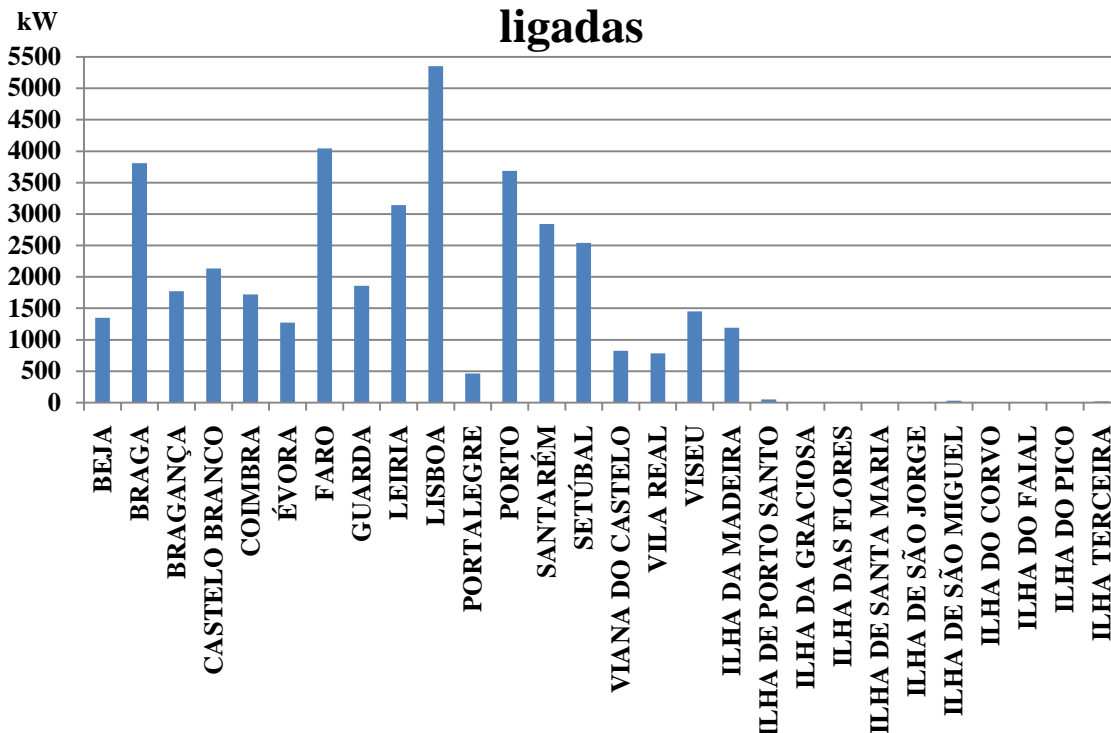


Figura 3.5- Distribuição geográfica da potência das UP ligadas.

A produção de energia numa unidade de microprodução pode ser realizada utilizando uma das diversas fontes primárias, conforme previsto no Decreto-Lei 118A/2010. Das 12140 [33] instalações efectuadas, 11956 [33] são de produção de energia utilizando painéis fotovoltaicos, o que perfaz mais de 98% da totalidade das instalações, a percentagem de instalações consoante o tipo de fonte primária está representada na figura 3.6 [33].

## Tipos de fontes primárias instaladas

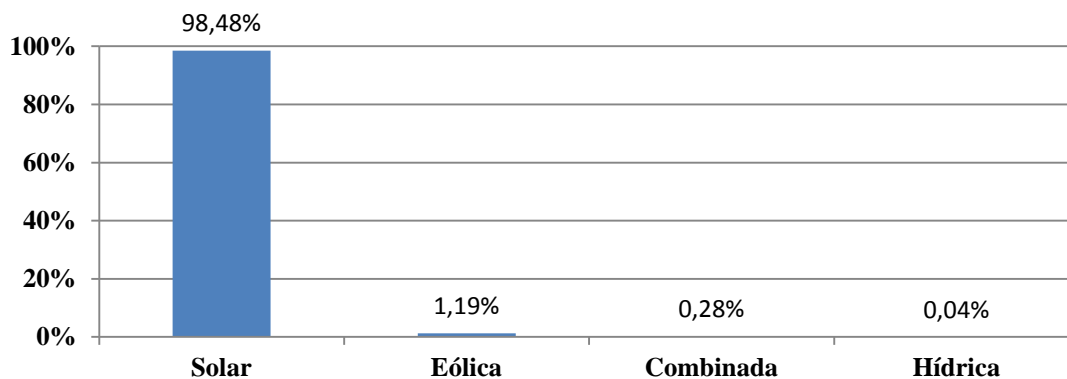


Figura 3.6 - Tipos de fontes primárias instaladas.



### **3.4. Instalação da Unidade de Microprodução**

Mesmo tratando-se de uma tecnologia relativamente generalizada, importa estabelecer regras e condições de segurança para o seu estabelecimento e futura exploração. A entidade certificadora (CERTIEL) publicou um guia prático de instalação de unidades de microprodução, válido apenas para instalações ligadas à rede pública. Em seguida, são apresentados os aspectos mais relevantes do guia [30].

#### **3.4.1. Ligação à RESP**

A ligação da unidade de microprodução à RESP terá de ser feita utilizando uma das soluções de ligação disponibilizadas no site <http://www.renovaveisnagora.pt> (os esquemas unifilares encontram-se em anexo).

Solução A – Clientes BTN Instalações Novas/ Instalações Existentes – Solução preferencial/ Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo.

Solução B – Clientes BTN - Instalações existentes/ Solução Alternativa/ Ligação a ramal subterrâneo.

Solução C – Clientes BTN Instalações existentes/ Solução alternativa/ Ligação à rede aérea em torçada, com portinhola já existente na instalação de consumo.

Solução D – Clientes BTN Instalações existentes/ Solução alternativa/ Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo/ Ligação através dos terminais de entrada do Contador de Produção (Esta solução apenas deve ser utilizada quando a solução preferencial e as outras soluções alternativas não forem convenientes, por razões de espaço ou arquitectónicas.).

Solução E – Clientes BTE Instalações Novas Instalações Existentes – Solução preferencial Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo Instalações sem Transformadores de Corrente.

Solução F - Clientes BTE Instalações Existentes Ligação a ramal aéreo Solução Alternativa Ligação à rede aérea em torçada, com portinhola já existente na instalação de consumo.

Solução G - Clientes BTE Instalações existentes – Solução Alternativa Transformadores de intensidade instalados nos condutores do Ramal.

Solução H - Clientes BTE Solução Alternativa Transformadores de intensidade instalados em quadro próprio.

### 3.4.2. Unidade de microprodução fotovoltaica

O esquema simplificado de uma unidade de microprodução fotovoltaica com ligação à rede pública. O esquema é referente a uma unidade de microprodução monofásica, sendo representado a tracejado o caso de a instalação ser trifásica e, portanto, obrigatoriamente dotada de um inversor trifásico ou de três monofásicos. O esquema simplificado de uma unidade de microprodução fotovoltaica ligada à rede pública está representado na figura 3.7 [30].

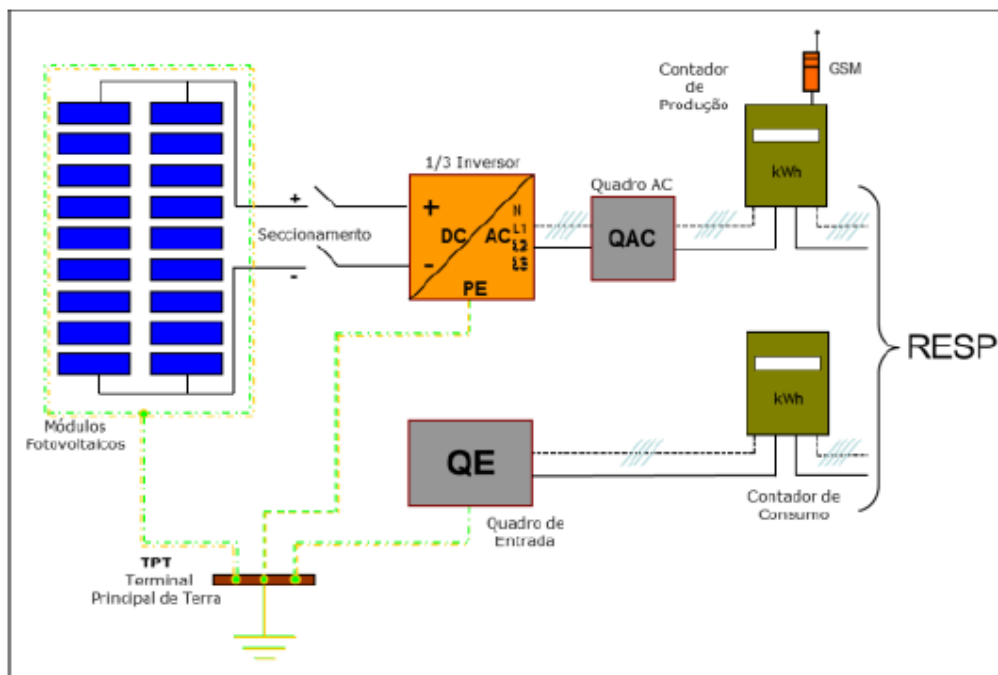


Figura 3.7 - Arquitectura simplificada para uma unidade de microprodução.

#### A. Esquemas de ligação à terra do lado AC

A rede pública de distribuição em baixa tensão é explorada em esquema de ligação à terra do tipo TN, pelo que o condutor Neutro da rede não deverá ser ligado à terra da unidade de microprodução.

#### B. Esquemas de ligação à terra do lado DC

As estruturas metálicas de suporte, as molduras dos módulos fotovoltaicos e as partes metálicas para interligação destes deverão encontrar-se ao mesmo potencial do terminal principal de terra (TPT). A interligação destes componentes deverá ser assegurada através de condutor de equipotencialidade com  $S \geq 4\text{mm}^2$ .



### **3.4.3. Protecção contra choques eléctricos**

Os equipamentos da unidade de microprodução do lado DC devem ser considerados em tensão, mesmo quando desligados do lado AC.

Todas as partes acessíveis do lado DC, tal como ligadores, caixas de ligação e, eventualmente, seccionadores, deverão ser sinalizados com um aviso modelo dotado de informação clara e durável da existência de tensão, mesmo quando os circuitos se encontrem seccionados do lado DC no inversor.

A protecção de pessoas contra os perigos da instalação eléctrica pode ser definida como protecção contra os contactos directos e protecção contra os contactos indirectos.

#### **A. Protecção contra contactos directos**

Consiste em proteger as pessoas contra os riscos de contacto com as partes activas dos materiais ou aparelhos eléctricos.

Os materiais utilizados deverão garantir características adequadas de isolamento, quer por construção quer através de utilização de invólucros.

A não ser que se encontrem localizadas em locais exclusivamente acessíveis a pessoas qualificadas ou instruídas, as caixas ou armários que contenham partes activas deverão permanecer fechadas, apenas permitindo a abertura através de ferramenta ou chave. As partes activas deverão ser estabelecidas em invólucro com um grau de protecção mínimo IP 2X (ou IP 44, para o caso de se situar no exterior).

Os módulos fotovoltaicos que sejam colocados de modo acessível, quer a pessoas quer a animais domésticos, deverão encontrar-se protegidos por sistema de barreiras ou por uma vedação.

#### **B. Protecção contra os contactos indirectos**

Visa defender as pessoas contra os riscos a que podem ficar sujeitas em resultado de as massas ficarem acidentalmente sob tensão.

Para a protecção contra os contactos indirectos, estes serão diferentes do lado DC, que é a parte da instalação da unidade de microprodução situada entre os módulos fotovoltaicos e os conectores DC do inversor e, do lado AC que é a parte da instalação da unidade de microprodução situada entre os conectores AC do inversor e o ponto de ligação à rede eléctrica de serviço público.

### 3.4.4. Protecção contra contactos indirectos

#### A. Do lado DC

Do lado da corrente contínua, a protecção contra choques eléctricos é garantida pelo emprego de materiais classe II de isolamento ou equivalente (isolamento reforçado) até aos ligadores do inversor.

Os cabos deverão garantir uma tensão mínima  $V = V_{oc} \times 1,15 \times n.^{\circ}$  módulos (M), sendo  $V_{oc}$  a tensão em vazio em condições de ensaio normalizadas nos terminais de um módulo fotovoltaico, de uma *string* ou de uma unidade de microprodução. Tanto os cabos de *string*, que são os cabos que interligam um conjunto de módulos fotovoltaicos num único ponto, como o cabo principal, que é o cabo que liga o ponto de ligação dos cabos de *string* ao inversor, deverão garantir um nível de isolamento mínimo de 1 kV.

#### B. Do lado AC

Do lado AC, a protecção contra contactos indirectos deverá ser garantida através de aparelho sensível à corrente diferencial-residual (diferencial) de média sensibilidade, i.e., 300 mA ou inferior.

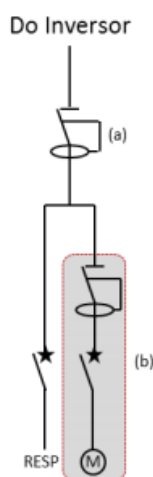


Figura 3.8 - Esquema simplificado do Quadro AC [30].

O aparelho de protecção diferencial poderá garantir, simultaneamente, a protecção contra sobretensões, i.e., por meio de disjuntor diferencial, não sendo obrigatória, no entanto, a adopção desta solução.



Adoptando-se a utilização de dois aparelhos distintos (a), a protecção contra sobreintensidades através de aparelho magnetotérmico deverá ser estabelecida do lado da rede.

Para o caso da unidade MP ser dotada de inversor com transformador de isolamento, a protecção diferencial (a) é dispensável.

A verificar-se o recurso a equipamentos auxiliares, tais como seguidores, reguladores e outros, estes deverão ser dotados de circuito específico (b) que garanta também a protecção de pessoas e a continuidade de serviço da instalação.

### **3.4.5. Ligação das massas à terra**

A massa do inversor e as massas dos materiais alimentados pela rede de distribuição pública (instalação existente) deverão ser ligadas à terra das massas da instalação eléctrica de utilização (figura 3.7).

As estruturas metálicas dos módulos e as estruturas de suporte deverão ser equipotencializadas, apesar de garantida a classe II de isolamento.

De um modo geral, as estruturas metálicas são em alumínio, pelo que deverão ser utilizados, sempre que necessário, conectores adequados para o efeito. Os condutores de interligação são os definidos em “esquemas de ligação à terra do lado DC” (figura 3.7).

### **3.4.6. Protecção contra sobreintensidades**

#### **A. Do lado DC**

Os cabos de *string* são dimensionados para que possam dispensar aparelhos de protecção contra sobreintensidades, pelo que a sua corrente máxima admissível ( $I_z$ ) deve ser igual ou superior a  $1,25 \times I_{ccSTC}$  dessa mesma *string*.  $I_{ccSTC}$  será a corrente de curto-circuito, em condições de ensaio normalizadas de um módulo fotovoltaico, de uma *string* ou de uma unidade de microprodução.

O cabo principal também é dimensionado para que seja dispensada a protecção contra sobreintensidades, devendo garantir-se que a corrente máxima admissível no cabo principal ( $I_z$ ) seja igual ou superior a  $1,25 \times I_{ccSTC}$  da unidade de microprodução.



## **B. Do lado AC**

### **B.1 Protecção contra sobrecargas**

O valor de  $I_n$  (corrente estipulada) do aparelho de protecção do lado AC é definido pelas condições de ligação à rede. As condições de estabelecimento são as previstas na Secção 563.3 das R.T.I.E.B.T. – Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão.

### **B.2 Protecção contra curto-circuitos**

O poder de corte dos aparelhos de protecção é determinado tendo em conta as correntes de curto-circuito máximas previsíveis. Regra geral, um poder de corte de 3kA será suficiente para o dispositivo de protecção - devendo, no entanto, ser consultado o distribuidor público de energia eléctrica. A utilização de disjuntor é obrigatória, não sendo permitida a protecção através de fusíveis.

## **3.4.7. Quedas de tensão**

### **A. Do lado DC**

A queda de tensão máxima permitida do lado DC da instalação é de 3 %, em condições  $I_{ccSTC}$ . É recomendável que esta queda de tensão seja limitada a um máximo de 1%.

### **B. Do lado AC**

A queda de tensão máxima entre o ponto de ligação à rede e os ligadores AC do inversor não deverá ser superior a 3 %, em condições de potência nominal do inversor. Também aqui é recomendada uma queda de tensão máxima de 1%.

## **3.4.8. Dispositivos de seccionamento e corte**

De forma a permitir a manutenção não só do inversor mas também de toda a unidade de microprodução, deverão ser previstos meios de seccionamento tanto do lado DC como do lado AC.

Todos os dispositivos de seccionamento deverão ser omnipolares, sendo que do lado DC o seccionamento poderá não ser simultâneo.

### 3.4.9. Canalizações e materiais

Os elementos constituintes das canalizações estabelecidas em locais que os sujeite às radiações solares deverão ter características adequadas às influências externas AN3 – Radiações solares fortes (Secção 321.11 das R.T.I.E.B.T.). O estabelecimento das canalizações deverá ser tal que garanta a protecção mecânica das mesmas em todo o seu percurso.

Todos os materiais empregues deverão ser adequados à função que lhes é dada, devendo garantir marcação de conformidade CE.

### 3.4.10. Sinalização

A sinalização dos riscos existentes nas instalações eléctricas é uma forma de evitar danos físicos aos seus utilizadores e intervenientes, pelo que essa sinalização deverá ser de fácil interpretação e com garantias de durabilidade. Para além do previsto em “Protecção contra choques eléctricos” deste anexo, são apresentadas outras situações que deverão ser salvaguardadas.

#### A. Ponto de ligação com a Rede Eléctrica de Serviço Público

De forma a garantir toda a segurança na intervenção e manutenção numa unidade de microprodução fotovoltaica interligada com a rede pública, deverá ser garantida a sinalização da existência de duas fontes de energia no local de acesso a essas mesmas fontes (portinhola ou contadores, conforme esquema de ligação adoptado). A sinalética de aviso, na interligação com a RESP, avisando da existência de duas fontes de energia é apresentada na figura 3.9 [30] e figura 3.10 [34].



Figura 3.9 - Aviso modelo da presença de duas fontes de tensão [30]



Figura 3.10 - Aviso de presença de duas fontes de tensão colocado em portinhola.

### B. Intervenção no Inversor

Para evitar que haja interrupções voluntárias do lado DC, sem que seja antes efectuado o corte do lado AC, é necessária sinalética junto do seccionamento do lado DC, eliminando assim riscos e avarias desnecessárias. A sinalética de aviso de operação e manobra está representada na figura 3.11 [30] e figura 3.12 [34]



Figura 3.11 - Aviso modelo de operações de manobra.



Figura 3.12 - Aviso modelo de operações de manobra colocado em inversor.



# Capítulo 4

## Recurso solar

*Neste capítulo será abordada a distribuição do recurso solar pela superfície terrestre bem como os modelos matemáticos para a simulação das células fotovoltaicas. São ainda referidos alguns conceitos e formulações necessárias para a correcta instalação de um sistema fotovoltaico.*

## 4.1. Distribuição do recurso solar na superfície terrestre

A radiação solar encontra-se razoavelmente bem distribuída pela superfície da Terra, diminuindo em geral do equador para os pólos. Apresenta máximos próximo das zonas desérticas da Ásia, África, Austrália e Américas e mínimos nas regiões polares, como é apresentada na figura 4.1 [35].

Yearly sum of global irradiance

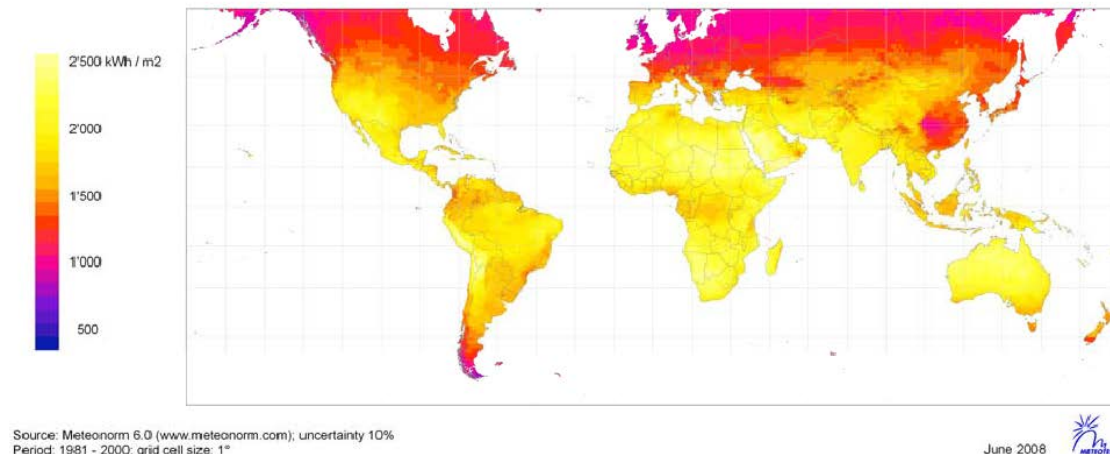


Figura 4.1 - Distribuição mundial da irradiação global na horizontal.

Os valores da irradiação solar anual incidente na superfície da terra variam, por exemplo, entre cerca de  $1000 \text{ kWhm}^{-2}$  próximo dos paralelos dos  $60^\circ$  e cerca de  $2500 \text{ kWhm}^{-2}$  nas regiões centrais de África e da Austrália.

Os sistemas fotovoltaicos são maioritariamente utilizados na produção de energia eléctrica em sistemas ligados à rede, particularmente nos países desenvolvidos. No entanto, prevê-se que, no futuro, os sistemas fotovoltaicos tenham uma grande utilização na electrificação rural dos países em vias de desenvolvimento, onde ainda existem cerca de 2000 milhões de pessoas sem acesso à energia eléctrica - isto devido, em parte, aos avultados investimentos exigidos pela electrificação convencional, através da extensão da rede de transporte de energia eléctrica [35].

O crescimento exponencial da utilização dos sistemas fotovoltaicos em todo o mundo tem vindo a viabilizar avultados investimentos nesta área e, no futuro, é esperada uma inevitável diminuição dos custos de produção dos módulos e da electricidade produzida. Desta forma, será possível a electrificação de uma grande parte das regiões referidas, através de um modelo descentralizado com produção da energia eléctrica [35].

#### 4.1.1. Distribuição do recurso solar na Europa

A radiação solar disponível na Europa varia significativamente com a latitude, de tal forma que, nos países do Sul (Portugal, Espanha e Itália), a irradiação solar anual chega a atingir, nalgumas regiões, o dobro da média disponível nos países do Norte da Europa (Noruega, Suécia e Dinamarca). Portugal apresenta, assim, das melhores condições a nível europeu para o aproveitamento do recurso solar e, designadamente, para a produção de energia eléctrica por via fotovoltaica [35].

O recurso solar nos diversos países europeus, calculado para superfícies com a orientação óptima – ou seja, de forma a captarem o máximo de radiação solar anualmente. Verifica-se que, em Portugal, numa superfície com orientação óptima, são atingidos valores de irradiação solar que variam entre cerca de  $1700 \text{ kWhm}^{-2}$ , no Norte e  $2000 \text{ kWhm}^{-2}$ , no Sul [35]. A distribuição do recurso solar nos países europeus está representada na figura 4.2 [35].

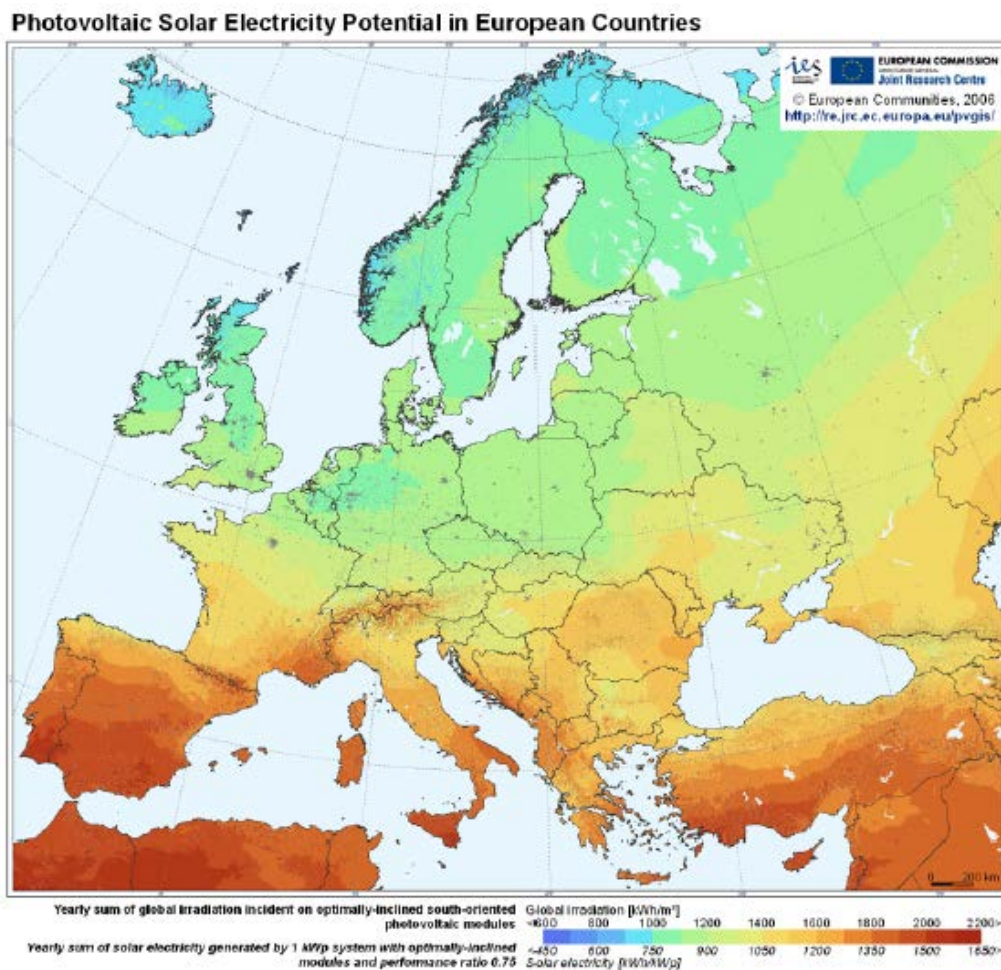


Figura 4.2 - Distribuição da irradiação solar anual e produção de energia eléctrica fotovoltaica, estimada por cada kW de potência pico instalado, na Europa.

Países como a Alemanha, que é actualmente o país europeu com maior potência instalada em sistemas fotovoltaicos, apresenta valores claramente inferiores a Portugal, com valores máximos a atingirem apenas cerca de  $1400 \text{ kWh}^{-2}$  [35].

#### 4.1.2. Produção fotovoltaica estimada para Portugal

A partir de valores de irradiação média para os vários concelhos de Portugal, foi calculada (INETI) a produção esperada para sistemas ligados à rede orientados a Sul, instalados em fachadas e para sistemas instalados em telhado com uma inclinação de  $20^\circ$ , está representada na figura 4.3 [35].

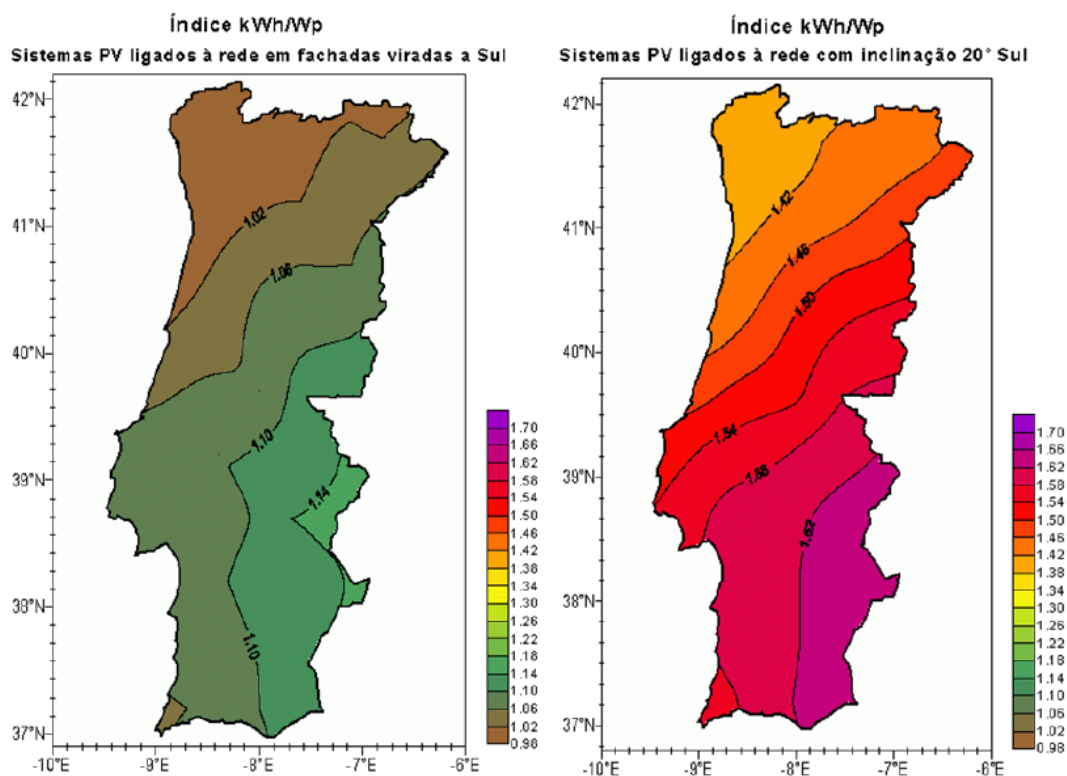


Figura 4.3 - Produção de energia estimada para sistemas PV ligados à rede, kWh por unidade de potência pico instalada.

Em termos de fachadas, a produção estimada está relativamente bem distribuída pelo território nacional, com valores que variam entre cerca de 1000 kWh no Minho e 1140 kWh na região este do Alentejo [35].

Para sistemas instalados em telhados com  $20^\circ$  de inclinação, a produção estimada varia entre cerca de 1400 kWh, no Minho e 1620 kWh, na região este do Alentejo e Algarve [35].

### 4.1.3. Produção fotovoltaica em sistemas fixos

Para um dado local, o melhor ângulo da inclinação, que maximiza a energia eléctrica produzida anualmente por sistemas fixos ligados à rede, varia com a latitude, com a variação da irradiação solar ao longo do ano e com a temperatura dos módulos, que, por sua vez, depende da temperatura ambiente e do vento [35].

Os valores de inclinação que maximizam a energia eléctrica produzida anualmente por sistemas fixos ligados à rede estão representados na figura 4.4 [35].

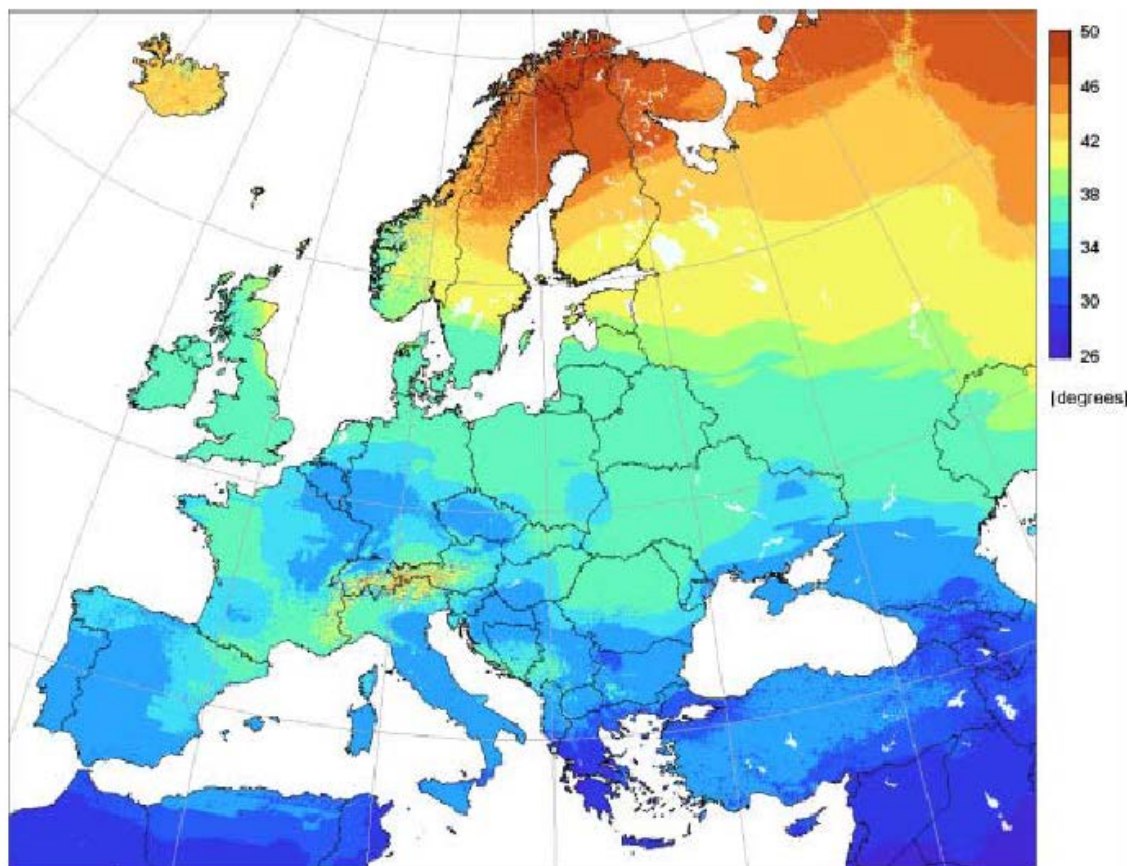


Figura 4.4 - Melhores ângulos para a inclinação de sistemas fotovoltaicos fixos, ligados à rede na Europa.

Verifica-se que, em quase todo o território de Portugal continental, o melhor ângulo de inclinação nos sistemas fotovoltaicos fixos é de cerca de 33° [35].

## 4.2. Instalação de módulos solares

### 4.2.1. Inclinação solar

Devido à inclinação do eixo da Terra, o Sol não atinge a terra sempre com a mesma inclinação, à mesma hora do dia [36].

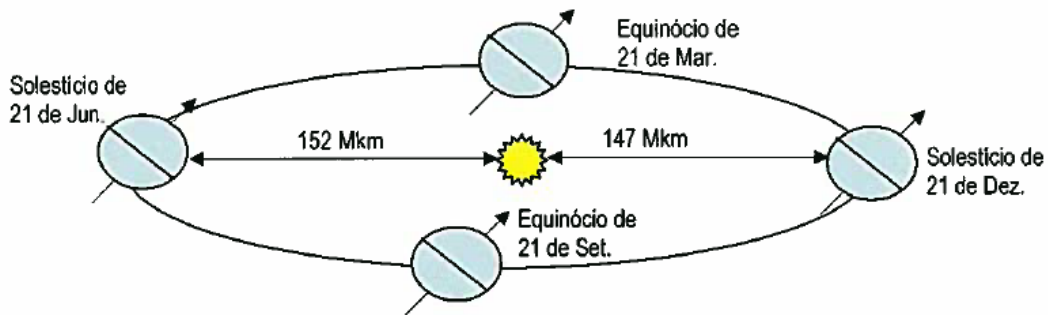


Figura 4.5 - Posição da Terra relativamente ao Sol ao longo do ano [36].

O ângulo formado entre o plano do equador e uma linha que parte do centro do Sol até ao centro da Terra ( $\delta$ ) é chamado ângulo de inclinação solar dado por [36]:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left[ \frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (1)$$

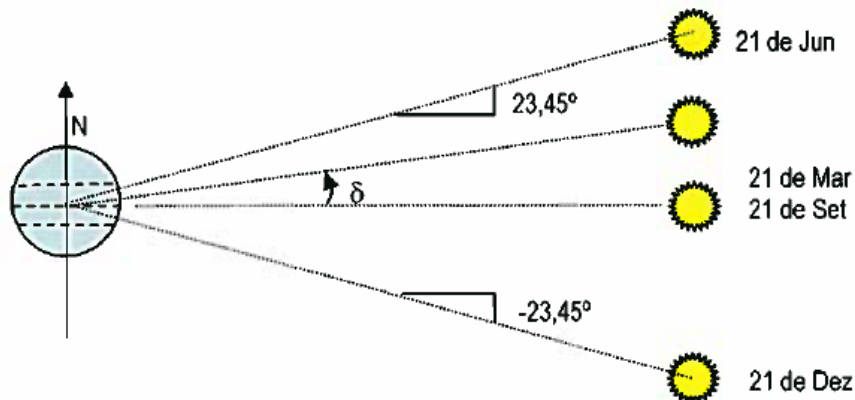


Figura 4.6 - Ângulo de inclinação solar.

Sendo  $n$  o dia do ano pretendido  $n=1,2,\dots,365$

Este conhecimento dá a noção de qual a melhor inclinação para colocar um painel solar com o objectivo de maximizar a radiação solar que o atinge. Normalmente, este é colocado com uma inclinação igual à da latitude do local da instalação é apresentado na figura 4.7 [36].

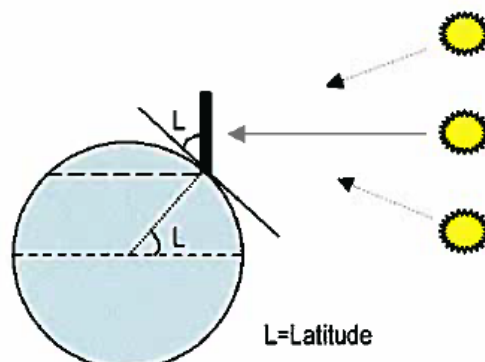


Figura 4.7 - Colocação de um painel segundo a latitude do local.

No hemisfério Norte, os módulos devem ser virados para Sul. Se quisermos aproveitar mais radiação no Inverno, com uma inclinação maior do que  $L$  e, no Verão, com uma inclinação inferior a  $L$  [36].

#### 4.2.2. Posição solar a qualquer hora do dia

A localização do Sol a qualquer hora do dia pode ser descrita em termos de ângulo de altitude  $\beta$  e o ângulo do seu azimute  $\phi_s$  (o índice  $s$  significa relativo ao sol), que é o ângulo compreendido entre a projecção do Sol sobre o plano do horizonte e a mesma projecção ao meio-dia local [36], é apresentado na figura 4.8 [36].

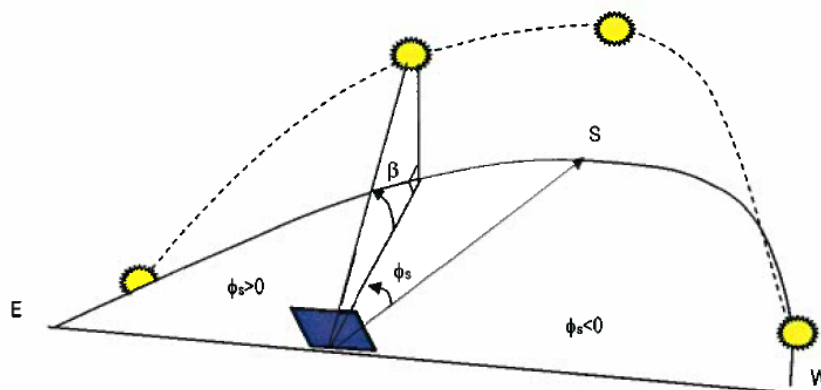


Figura 4.8 - Posição do Sol segundo os ângulos de altura e azimute.

Os ângulos de altitude  $\beta$  e azimute  $\phi_s$  dados por [36]

$$\text{sen } \beta = \text{cos}L \text{cos}\delta \text{cos}H + \text{sen}L \text{sen}\delta \quad (2)$$

$$\text{sen } \Phi_s = \frac{\text{sen}\delta \text{sen}H}{\text{cos}\beta} \quad (3)$$

Sendo  $H$  o ângulo horário. Este ângulo representa o número de graus que a Terra tem de girar até chegar ao meio-dia no seu meridiano local, é representado na Figura 4.9 [36].

$H = 15^\circ \times$  número de horas que faltam até ao meio-dia solar

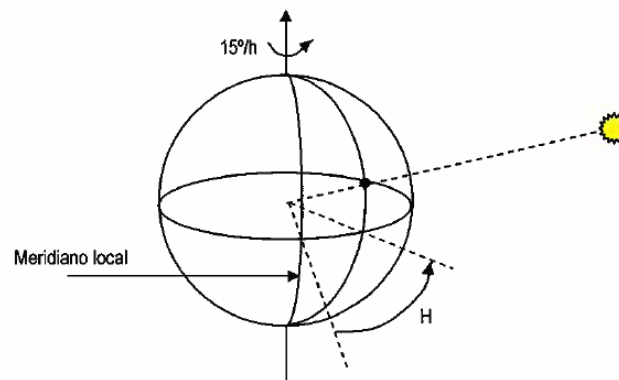


Figura 4.9 - Ângulo horário.



### 4.2.3. Radiação Incidente

A radiação disponível à superfície terrestre divide-se em três componentes:

Directa: A que vem directamente do disco solar;

Difusa: A proveniente de todo o céu, excepto do disco solar (nuvens);

Reflectida: A proveniente da reflexão no chão e nos objectos circundantes.

Se tivermos painéis reguláveis, a radiação que os atinge será sempre a directa e a difusa. No caso de termos painéis fixos em determinada direcção, teremos também, algumas vezes, radiação reflectida [36].

A radiação solar que chega à Terra depende do dia do ano em que nos encontramos. E é dado por [36]:

$$I_0 = SC \left[ 1 + 0,034 \cos \left( \frac{360 n}{365} \right) \right] \quad (4)$$

onde  $SC = 1,353 \text{ kW/m}^2$  é a constante solar

Ao passarem na atmosfera, os raios solares são, em grande parte, absorvidos e, deste modo, menos de metade da radiação que chega à atmosfera atinge a superfície da Terra. A radiação incidente num plano normal ao dos raios incidentes dada por [36]:

$$I_B = A e^{-km} \quad (5)$$

sendo

$$A = 1160 + 75 \text{ sen} \left[ \frac{360}{365} (n - 275) \right] \quad \text{W/m}^2 \quad (6)$$

$$k = 0,174 + 0,035 \text{ sen} \left[ \frac{360}{365} (n - 100) \right] \quad (7)$$

$$m = \frac{1}{\text{sen } \beta} \quad (8)$$

### 4.2.4. Radiação directa

Quando o céu está limpo, é relativamente fácil calcular a radiação directa que atinge um painel à superfície terrestre, colocado perpendicularmente à direcção dos raios solares. Se o painel não estiver colocado perpendicularmente à direcção dos raios incidentes, a radiação é função do ângulo de incidência  $\theta$  [36], é apresentado na figura 4.10 [36].

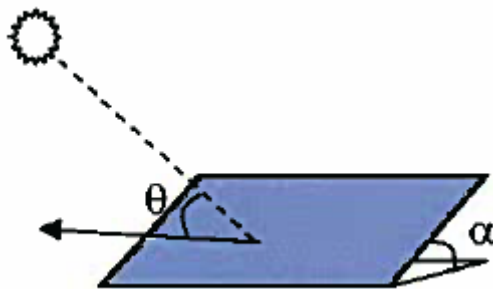


Figura 4.10 - Ângulo de incidência da radiação solar sobre um painel.

A radiação é função do ângulo de incidência  $\theta$  dada por [36].

$$I_{BC} = I_B \cos \theta \quad (9)$$

O ângulo de incidência,  $\theta$ , é função da orientação do painel e dos ângulos de altura e azimute solar, respectivamente  $\beta$  e  $\phi_s$  [36], é apresentado na figura 4.11 [36].

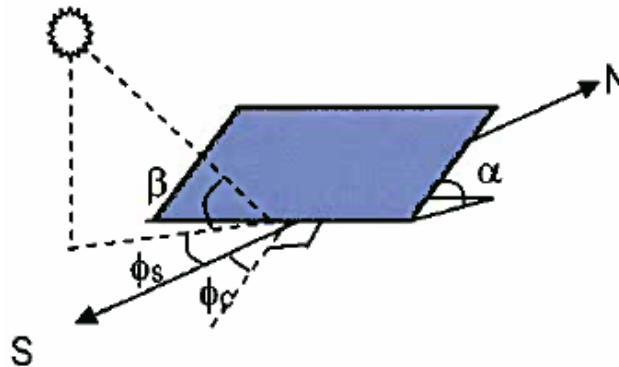


Figura 4.11 - Determinação do ângulo de incidência da radiação solar sobre um painel.

O ângulo de incidência,  $\theta$  dado por:

$$\cos \theta = \cos \beta \cos(\phi_s - \phi_c) \cos \alpha + \sin \beta \sin \alpha \quad (10)$$

#### 4.2.5. Radiação difusa

A radiação difusa é muito mais difícil de estimar. Os modelos usados para a determinar consideram que esta depende da radiação directa. Considerando  $C$  o factor de difusão, a radiação difusa é dada por [36]:

$$I_{DH} = C I_B \quad (11)$$

$$C = 0,095 + 0,04 \operatorname{sen} \left[ \frac{360}{365} (n - 100) \right] \quad (12)$$

O que interessa saber, de facto, é quanta desta radiação difusa atinge o painel, o valor para um painel colocado a um ângulo de altura  $\alpha$  é dado por [36].

$$I_{DH} = C I_B \frac{1 + \cos \alpha}{2} \quad (13)$$

#### 4.2.6. Radiação reflectida

Existem vários modelos para calcular a radiação reflectida. O modelo mais simples considera a existência de uma área horizontal com um índice de reflexão  $\rho$ , onde se encontra colocado o painel. A radiação reflectida incidente num painel colocado a um ângulo de altura  $\alpha$  é dada por [36].

$$I_{RC} = \frac{\rho (I_{BH} + I_{DH})(1 - \cos \alpha)}{2} \quad (14)$$

$$I_{RC} = \frac{\rho I_B (\sin \beta + C)(1 - \cos \alpha)}{2} \quad (15)$$

Quando o painel está na horizontal,  $\alpha = 0$  e, portanto,  $I_{RC}=0$

#### 4.2.7. Painéis orientados

As expressões acima indicadas aplicam-se quando os painéis estão fixos numa mesma posição durante todo o ano. No entanto, para se poder aproveitar melhor a radiação solar, os painéis podem ser colocados de forma a serem orientados no sentido de receber os raios solares sempre na perpendicular. A orientação dos painéis pode ser feita segundo dois eixos ou apenas um.

A orientação segundo dois eixos faz um maior aproveitamento da radiação e conduz, obviamente, a uma maior produção de energia eléctrica, mas torna o sistema mais caro e com maiores custos de manutenção [36]. A orientação segundo dois eixos é apresentada na figura 4.12 [36]

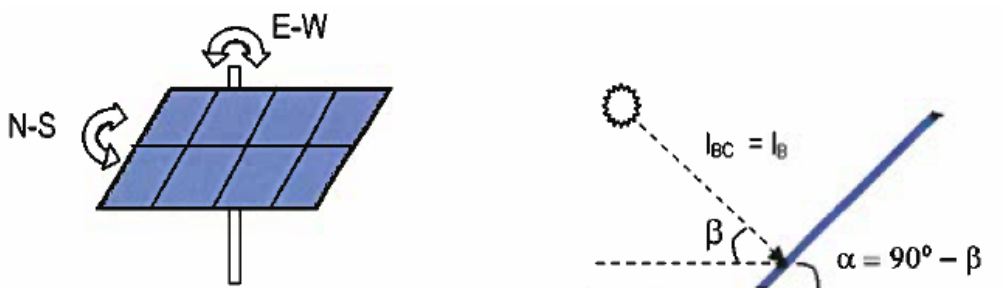


Figura 4.12 - Painel orientável segundo dois eixos.

As expressões para a radiação directa, difusa e reflectida serão dadas por [36]:

$$I_{BC} = I_B \quad (16)$$

$$I_{DC} = \frac{C I_B (1 + \cos(90^\circ - \beta))}{2} \quad (17)$$

$$I_{RC} = \frac{\rho I_B (\sin \beta + C)(1 - \cos(90^\circ - \beta))}{2} \quad (18)$$

A orientação segundo um eixo é mais simples e feita no sentido E-W, e apresentada na figura 4.13 [36].



Figura 4.13 - Painel orientável segundo um eixo.

As expressões para a radiação directa, difusa e reflectida serão dadas por [36]:

$$I_{BC} = I_B \cos \delta \quad (19)$$

$$I_{BC} = \frac{C I_B (1 + \cos(90^\circ - \beta + \delta))}{2} \quad (20)$$

$$I_{RC} = \frac{\rho I_B (\sin \beta + C) (1 - \cos(90^\circ - \beta + \delta))}{2} \quad (21)$$

#### 4.2.8. Afastamento dos painéis a obstáculos

Os módulos deverão estar suficientemente afastados de qualquer objecto que projecte sombra sobre eles no período de melhor radiação, habitualmente das 9 às 17 horas no dia mais curto do ano. A equação (22) permite calcular a distância mínima, em metros, a que um objecto poderá estar dos módulos, para que não seja projectada sombra sobre os mesmos durante o Inverno [36], o factor de espaçamento é dado pela Figura 4.14 [36].

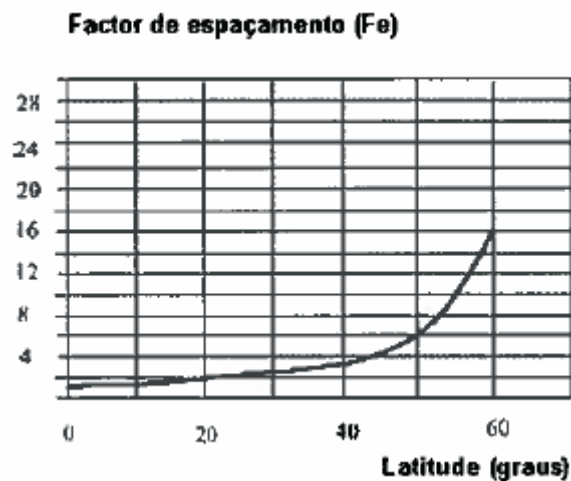


Figura 4.14 - Factor de espaçamento.

Com base na latitude do lugar da instalação, obtido o factor de espaçamento. Assim, a distância mínima a que poderá estar localizado um objecto é dado por [36]:

$$\text{Distância} = F_e (H_o - H_m) \quad m \quad (22)$$

sendo:

$F_e$  – Factor de espaçamento, obtido da figura 4.14

$H_o$  – Altura do objecto;

$H_m$  – Altura em relação ao nível do solo em que se encontram instalados os módulos;

Em locais planos como, por exemplo, em coberturas de edifícios, os painéis podem ser estabelecidos em fileiras que devem ficar afastadas entre si o suficiente para não se sombrearem entre si, como apresentado na figura 4.15 [36].

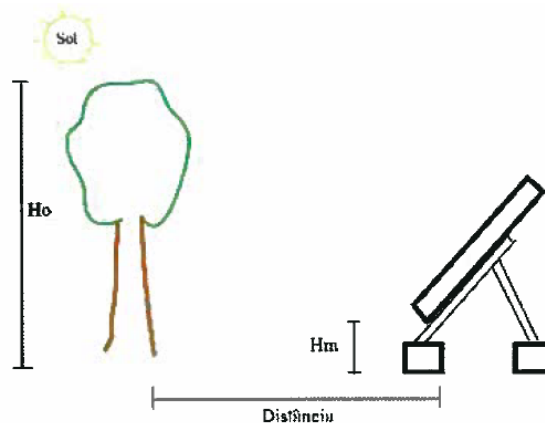


Figura 4.15 - Esquema de colocação dos painéis.

#### 4.2.9. Afastamento entre fileiras

Podemos definir, à partida, um factor de utilização do espaço disponível, que vai variar entre zero e um (ou entre 0 e 100%). Quanto menor for o ângulo de inclinação, maior será a taxa de utilização do espaço [37].

Para ângulos entre  $20^\circ$  e  $50^\circ$ , o factor de utilização situa-se normalmente entre 35 e 50%. O factor de utilização é dado por [37].

$$F = \frac{b}{d} \quad (23)$$

sendo:

F – Factor de utilização;

b – Altura do módulo;

d – Distância entre fileiras;

Para se planear um sistema fotovoltaico de modo a obter-se o melhor rendimento óptico, deve ter-se em consideração a distância entre fileiras.

O ângulo  $\beta$  corresponde à altura mínima do Sol (22 de Dezembro) que determina o afastamento máximo entre fileiras para evitar o sombreamento entre elas, sendo  $\alpha$  a inclinação dos módulos e  $d$  o afastamento entre fileiras, como é apresentado na figura 4.17 [37].

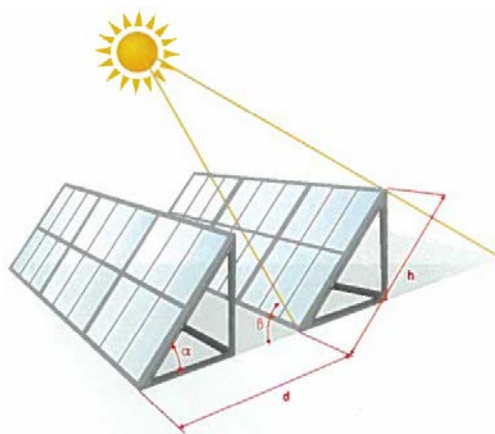


Figura 4.16 - Esquema de instalação e separação de fileiras.

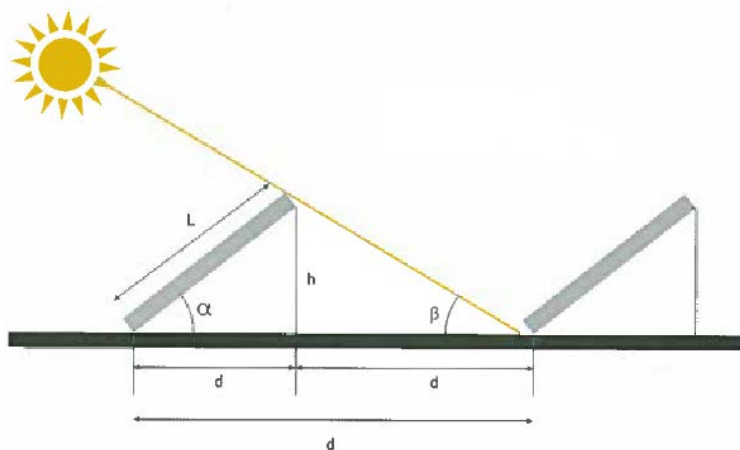


Figura 4.17 - Análise da distância entre módulos.

sendo

L – Altura do módulo fotovoltaico;

$\alpha$  – Inclinação do módulo;

$\beta$  – Ângulo da altura mínima do Sol;

O afastamento entre fileiras é dado por [37]:

$$d = L \left( \cos \alpha + \frac{\text{sen } \alpha}{\text{tg} \beta} \right) \quad (24)$$

Convém realçar que nem sempre se opta pelo afastamento máximo em detrimento do melhor rendimento, dependendo da altura do ano em que se pretende uma melhor eficiência do sistema.

#### 4.2.10. Orientação dos painéis fixos

A orientação óptima de um painel fixo não é óbvia. Na prática, recomenda-se que sejam orientados de modo a que a sua parte frontal fique virada para o Sul geográfico (ou Norte, quando no hemisfério Sul). Para se conseguir um melhor aproveitamento da radiação solar incidente, os módulos deverão estar inclinados em relação ao plano horizontal num ângulo que irá variar com a latitude do local da instalação. É recomendada a adopção dos ângulos de inclinação da tabela 4.1 [36].

Tabela 4.1 - Ângulo de inclinação dos painéis

	Ângulo de inclinação dos painéis
Inverno	Latitude do local + 15°
Verão	Latitude do local - 15°

Este é o ângulo de inclinação que geralmente maximiza a radiação solar no plano em que os painéis fotovoltaicos se encontram instalados em função da estação do ano. Geralmente, os painéis são instalados segundo a inclinação de Verão, dado ser esta a estação do ano que melhor rentabiliza a instalação fotovoltaica, devido ao maior número de horas de exposição solar e à fraca ocorrência de nuvens [36].

### 4.3. Modelos matemáticos

A célula fotoelétrica pode ser esquematizada através de um modelo matemático que a descreve como um circuito eléctrico equivalente.

### 4.3.1. Modelo simplificado

O circuito eléctrico equivalente pretende simbolizar a célula fotovoltaica como um díodo de três parâmetros, que alimenta a carga. O modelo apresentado na esquematiza a célula fotovoltaica é apresentado na figura 4.18

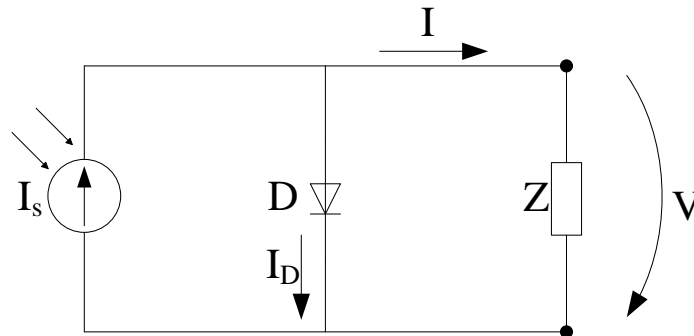


Figura 4.18 - Modelo simplificado.

A fonte de corrente,  $I_s$ , representa a corrente gerada pelo feixe de radiação luminosa constituída por fotões, sendo esta corrente eléctrica unidireccional constante para uma dada radiação incidente. A corrente,  $I_D$ , representa a troca de electrões na junção PN que pode ser representada por um díodo, devido a este ter uma corrente interna unidireccional, que depende da tensão  $V$  aos terminais da célula.

A corrente no díodo,  $I_D$  é dado por:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (25)$$

sendo:

$I_D$  – Corrente unidireccional

$I_0$  – Corrente inversa máxima de saturação do díodo

$V$  – Tensão aos terminais da célula

$m$  – Factor de idealidade do díodo (díodo ideal  $m=1$ , díodo real  $m>1$ )

O Potencial térmico é dado por:

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (26)$$

sendo:

$K$  – Constante de Boltzman ( $1,38 \times 10^{-23} \text{ J}^\circ\text{K}$ )

$T$  – Temperatura absoluta da célula em Kelvin ( $0^\circ \text{ C} = 273,16 \text{ }^\circ\text{K}$ )

$q$  – Carga eléctrica do electrão ( $1,6 \times 10^{-19}$  C)

A corrente na carga é dado por:

$$I = I_s - I_D \quad (27)$$

Substituído a expressão (25) em (27), obtemos:

$$I = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_t}} - 1 \right) \quad (28)$$

#### 4.3.2. Modelo simplificado de duas resistências

O modelo da célula fotovoltaica com duas resistências,  $R_s$  e  $R_p$ , em que estas representam parâmetros internos da célula fotovoltaica. O parâmetro  $R_s$  representa a resistência do circuito até aos contactos exteriores, responsável pela queda de tensão no interior da célula e o parâmetro  $R_p$  representa a resistência de fugas do circuito, o modelo da célula fotovoltaica com duas resistências é apresentado na figura 4.19

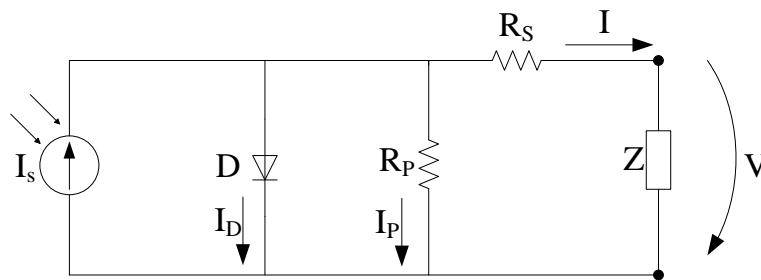


Figura 4.19 - Modelo simplificado de duas resistências.

A corrente no díodo,  $I_d$ , é dado por:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (29)$$

Corrente na carga é dada por:

$$I = (I_s - I_D) \frac{R_p}{R_p + R_s + Z} \quad (30)$$

Substituído a expressão (29) em (30), obtemos:

$$I = \left[ I_s - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right] \frac{R_p}{R_p + R_s + Z} \quad (31)$$

#### 4.3.3. Modelo equivalente da célula fotovoltaica, modelo de dois díodos

O modelo de dois díodos é o modelo mais completo para elaborar o estudo da célula fotovoltaica e é, dos três modelos apresentados, o mais fiável, embora faça parte da

gama de modelos que não incluem a correção do ângulo de incidência solar. Apresenta como desvantagem o facto de não permitir o dimensionamento de uma instalação apenas com os dados fornecidos pelos fabricantes nos catálogos de painéis solares. O modelo de dois díodos é apresentado na figura 4.20.

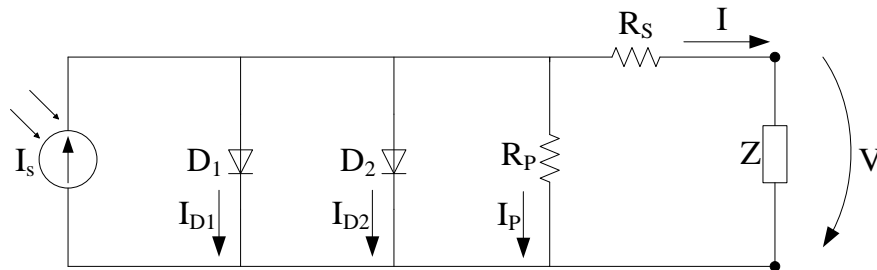


Figura 4.20 - Modelo de dois díodos.

A corrente no díodo,  $I_{D1}$ , é dada por:

$$I_{D1} = I_{01} \left( e^{\frac{V+IR_s}{m_1 V_T}} - 1 \right) \quad (32)$$

A corrente no díodo,  $I_{D2}$ , é dada por:

$$I_{D2} = I_{02} \left( e^{\frac{V+IR_s}{m_2 V_T}} - 1 \right) \quad (33)$$

Corrente na carga é dada por:

$$I = I_s - I_{D1} - I_{D2} - I_p \quad (34)$$

Substituídas as expressões (32) e (33) em (34),obtemos:

$$I = I_s - I_{01} \left( e^{\frac{V+IR_s}{m_1 V_T}} - 1 \right) - I_{02} \left( e^{\frac{V+IR_s}{m_2 V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (35)$$

#### 4.4. Estudo dos pontos de funcionamento

Existem dois pontos de funcionamento da célula que merecem atenção particular:

##### Curto-circuito exterior

$$V=0$$

$$I_D=0$$

$$I = I_s = I_{cc} \quad (36)$$



A corrente de curto-circuito,  $I_{CC}$ , é o valor máximo da corrente de carga, igual à corrente gerada por efeito fotovoltaico. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para as condições STC.

### **Circuito aberto**

$$V = V_{CA}$$

$$I = 0$$

$$0 = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (37)$$

$$\frac{I_s}{I_0} = e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \quad (38)$$

$$\ln \left( \frac{I_s}{I_0} + 1 \right) = \frac{V_{CA}}{mV_T} \quad (39)$$

$$V_{CA} = mV_T \ln \left( \frac{I_s}{I_0} + 1 \right) \quad (40)$$

A tensão em vazio,  $V_{CA}$ , é o valor máximo de tensão aos terminais da célula que ocorre quando esta está em vazio. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido para as condições STC.

## **4.5. Potência eléctrica e rendimento**

A potência eléctrica de saída  $P$  é dada por:

$$P = V I = V \left( I_{CC} - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right) \quad (41)$$

A potência máxima obtém-se através de  $dP/dV = 0$ . Então, igualando a zero e derivando a expressão, temos:

$$\frac{dP}{dV} \left[ V \left( I_{CC} - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right) \right] = 0 \quad (42)$$

$$I_{CC} + I_0 \left( 1 - e^{\frac{V}{mV_T}} + \frac{V}{mV_T} e^{\frac{V}{mV_T}} \right) = 0 \quad (43)$$

A solução da equação (43), estando na forma implícita em  $V$ , apenas pode ser obtida recorrendo ao uso de métodos iterativos (por exemplo, Newton-Raphson) [36].



O ponto de potência máxima é dada por:

$$P_{max} = V_{max} I_{max} \quad (44)$$

Se tivermos em conta a equação (43), teremos que  $V=V_{max}$  e a correspondente corrente  $I_{max}$ . Nas condições de referência teremos:

$$V=V_{max}^r$$

$$I=I_{max}^r$$

$$P=P_{max}^r$$

Os valores de  $V_{CA}^r$ ,  $I_{CC}^r$  e  $P_{max}^r$  são característicos da célula, sendo dados fornecidos pelo fabricante para as condições de referência. A maioria dos fabricantes indica também os valores de  $V_{max}^r$  e  $I_{max}^r$ .

A potência máxima de saída obtida nas condições STC designa-se potência de pico (Peak power ou Maximum Power Point – MPP). O rendimento, nas condições de referência, é a relação entre a potência de pico e a potência da radiação incidente é dada por:

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{A G^r} \quad (45)$$

sendo:

$P_{max}^r$  – Potência máxima (W)

$G^r$  – Radiação incidente ( $W/m^2$ )

$A$  – Área da célula ( $m^2$ )

Outro ponto de funcionamento da célula, é dada por:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A G} \quad (46)$$

em que  $G$  é a radiação solar incidente por unidade de superfície.

O factor de forma (*Fill factor*) é o quociente entre a potência de pico e o produto  $V_{CA}^r$  e  $I_{CC}^r$ , é dado por:

$$FF = \frac{P_{max}^r}{V_{CA}^r I_{CC}^r} \quad (47)$$

Para as células do mesmo tipo, os valores de  $V_{CA}^r$  e  $I_{CC}^r$  são aproximadamente constantes, mas a forma da curva I-V pode variar consideravelmente. As células em uso



comercial apresentam um factor de forma entre 0,7 e 0,85. É desejável trabalhar com células em que o factor de forma seja o maior possível [38].

#### 4.6. Aplicação no modelo

Na situação mais comum, os fabricantes de células fotovoltaicas fornecem os valores de  $V_{ca}^r$ ,  $I_{cc}^r$  e  $P_{máx}^r$ . Nestas condições, podemos definir o factor de idealidade do díodo,  $m$  e a corrente inversa de saturação,  $I_0^r$ .

$$I = I_s - I_0^r \left( e^{\frac{V}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad (48)$$

Em curto-circuito

$$I = I_s = I_{cc}^r \quad (49)$$

Em circuito aberto

$$I = \frac{I_{cc}^r}{\left( e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right)} \quad (50)$$

Se utilizarmos as expressões indicadas e substituirmos na corrente  $I$ , que percorre a carga do modelo:

$$I = I_{cc}^r - \frac{I_{cc}^r}{\left( e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right)} \left( e^{\frac{V}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad (51)$$

$$I = I_{cc}^r \left( 1 - \frac{\left( e^{\frac{V}{mV_T^r}} - 1 \right)}{\left( e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right)} \right) \quad (52)$$

Se considerarmos que os termos:

$$e^{\frac{V}{mV_T^r}} \gg 1 \text{ e } e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} \gg 1$$



teremos:

$$I = I_{cc}^r \left( 1 - \frac{e^{-\frac{V}{mV_T^r}}}{e^{-\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}}} \right) \quad (53)$$

$$I = I_{cc}^r \left( 1 - e^{-\frac{V - V_{ca}^r}{mV_T^r}} \right) \quad (54)$$

Pela expressão acima indicada, podemos observar que  $m$ , factor de idealidade, constitui um parâmetro de ajuste da curva característica corrente-tensão.

No caso de dispormos dos valores de  $V_{máx}^r$  e  $I_{máx}^r$ , fornecidos pelos fabricantes das células, podemos considerar três pontos de funcionamento do circuito (circuito aberto, curto-circuito e potência máxima), todos nas condições de referência STC.

$$0 = I_s^r - I_0^r \left( e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad \text{em circuito aberto}$$

$$I_s^r = I_{cc}^r \quad \text{em curto-circuito}$$

$$I_{máx}^r = I_s^r - I_0^r \left( e^{\frac{V_{máx}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad \text{ponto de potência máxima}$$

Se, na expressão de  $I_{máx}^r$ , substituirmos o valor de  $I_s^r$  de  $I_0^r$ , obtidos através dos pontos de funcionamento em circuito aberto e em curto-circuito, é dado por:

$$I_{máx}^r = I_{cc}^r \left( 1 - e^{-\frac{V - V_{ca}^r}{mV_T^r}} \right) \quad (55)$$

Explicitando a expressão em função do factor de idealidade:

$$m = \frac{V_{máx}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln \left( 1 - \frac{I_{máx}^r}{I_{cc}^r} \right)} \quad (56)$$

Assim, obtido o valor do factor de idealidade do díodo, podemos obter o valor da corrente inversa de saturação nas condições de referência, através das equações correspondentes aos pontos de circuito aberto e curto-circuito, dado por:

$$I_0^r = \frac{I_{cc}^r}{\left( e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right)} \quad (57)$$

## 4.7. Influência da temperatura e da radiação incidente

A radiação solar e a temperatura da célula são factores que influenciam, de forma determinante, o funcionamento da célula fotovoltaica. Apresenta-se, de seguida, a forma como as grandezas características da célula fotovoltaica são afectadas pela temperatura e pela radiação ( $G$  e  $\theta$ ) [36].

### 4.7.1. Temperatura da célula

Com o aumento da temperatura da célula:

- A potência de saída da célula decresce;
- A tensão em vazio,  $V_{CA}$ , decresce;
- A corrente de curto-circuito,  $I_{CC}$ , varia pouco (desprezável);
- A corrente inversa de saturação,  $I_0$ , varia.

O efeito da diminuição da tensão de circuito aberto da célula,  $V_{CA}$ , é apresentado na figura 4.21:

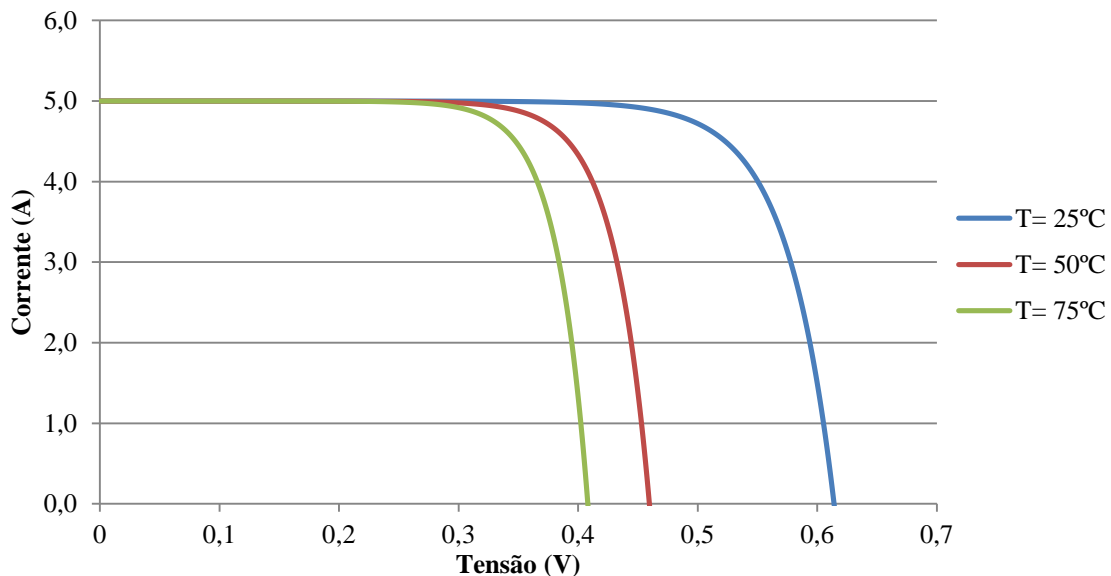


Figura 4.21 - Curva I-V de uma célula típica de Silício cristalino; variação com a temperatura;  $G = G^r$ .

### 4.7.2. Radiação incidente

Com o aumento da radiação solar na célula:

- A potência de saída da célula aumenta;
- A tensão em vazio,  $V_{CA}$ , quase não varia (desprezável);
- A corrente de curto-circuito,  $I_{CC}$ , varia linearmente;

- A corrente inversa de saturação,  $I_0$ , varia.

A corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica, é dada por:

$$I_{CC} = I_{CC}^r \left( \frac{G}{G^r} \right) \quad (58)$$

A corrente de curto-circuito, praticamente não varia com a temperatura da célula, apresentando uma variação linear com a radiação solar incidente, como apresentado na figura 4.22.

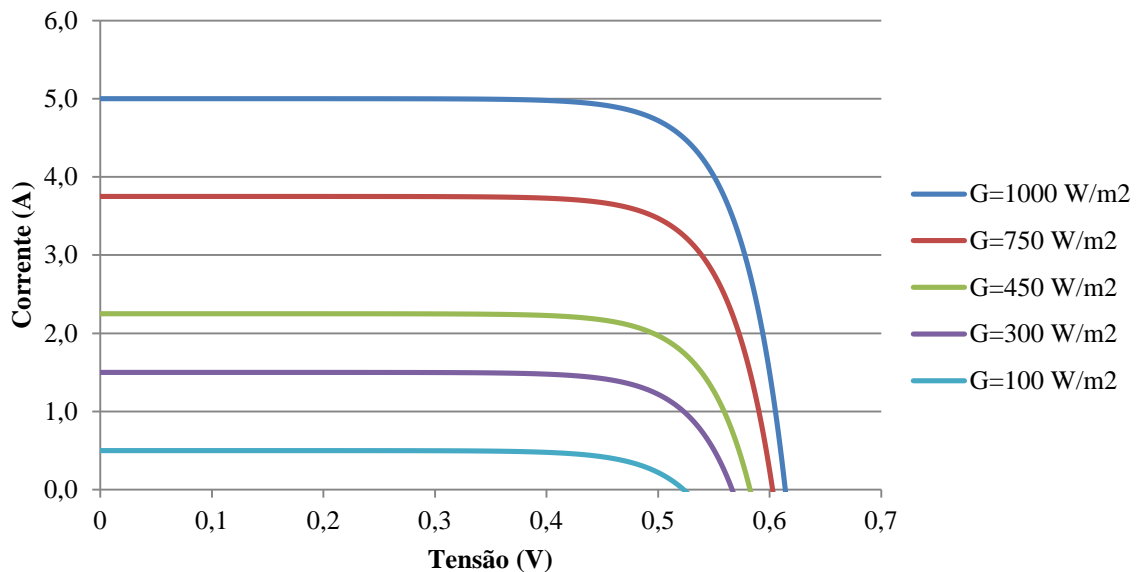


Figura 4.22 - Curva I-V de uma célula típica de Silício cristalino; variação com a radiação incidente;  $T = T^r$ .

#### 4.8.Efeito de sombreamento numa célula

Quando uma célula se encontra sombreada, esta actua como uma carga, dissipando a corrente de entrada. Quando uma célula não está exposta a nenhuma luz solar, irá aquecer e criar os chamados pontos quentes. De forma a minimizar o efeito do sombreamento, são introduzidos os díodos de *bypass*, que permitem a passagem da corrente sem danificar a célula [39].

Quando um grupo de células se encontra sombreado, assiste-se a uma perda da energia produzida. De duas maneiras: pela redução da energia gerada pela célula e pelo aumento das perdas nas células sombreadas. Este problema torna-se mais grave quando o sombreamento das células causa a polarização inversa. A figura 4.23 representa um grupo de células com iluminação total ( $I_{LI}$ ) ligadas em série com um grupo de células sombreadas ( $I_{LS}$ ). Se a corrente  $I_{M2} < I_{LS}$ , o díodo  $D_S$  está polarizado directamente, não existindo risco de danos na célula sombreada. No caso de  $I_{M2} > I_{LS}$ , então a corrente no

díodo  $D_S = I_{L_S} - I_{M_2}$ , o que coloca o díodo  $D_S$  em polarização inversa. Nesta situação, o díodo  $D_S$  irá comportar-se como uma resistência de elevado valor, o que reduz significativamente a corrente na carga  $I_{M_2}$  [40].

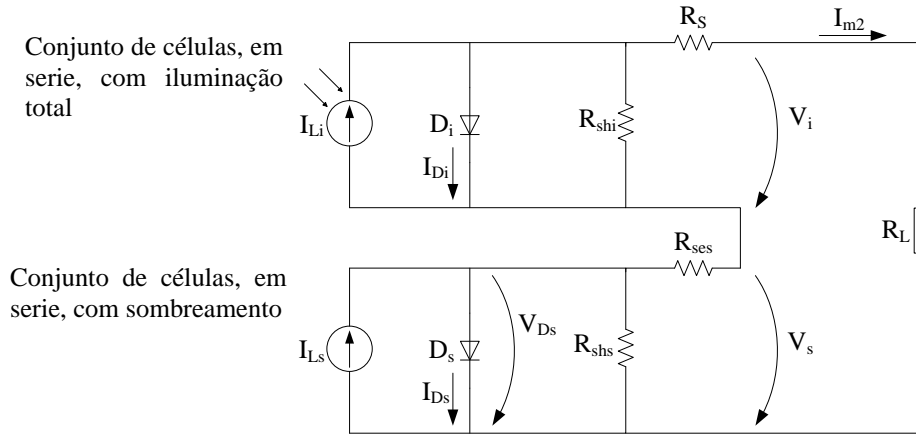


Figura 4.23 - Conjunto de células em serie com sombreamento e sem sombreamento.

#### 4.9. Associação de células fotovoltaicas

A potência máxima para uma célula de silício de  $10 \text{ cm}^2$ , é de cerca de  $1,25 \text{ W}$  que é uma potência demasiado baixa para a maior parte das utilizações domésticas ou industriais. Desta forma, os sistemas fotovoltaicos são realizados através de associações série e/ou paralelo de um grande número de células fotovoltaicas [41].

A associação em série de várias células aumenta a tensão aos seus terminais, mantendo a corrente, enquanto que a associação em paralelo aumenta a corrente aos terminais da associação, mantendo a tensão [41].

Numa associação em série, as células são atravessadas pela mesma corrente e a característica resultante deste agrupamento é obtida pela adição das tensões aos terminais das células, para um mesmo valor de corrente. No caso da associação em serie da figura 4.23 iremos obter um sistema de três equações a três incógnitas.

O sistema de equações de duas células em serie é dado por:

$$\begin{cases} V_i + V_s = R_L I_{m2} \\ I_{m2} = I_{L_i} - I_{0i} \left( e^{\frac{V_i + R_s I_{m2}}{m_i V_{ti}}} - 1 \right) - \frac{V_i + R_s I_{m2}}{R_{shi}} \\ I_{m2} = I_{L_s} - I_{0s} \left( e^{\frac{V_s + R_{ses} I_{m2}}{m_s V_{ts}}} - 1 \right) - \frac{V_s + R_{ses} I_{m2}}{R_{shs}} \end{cases} \quad (59)$$



# Capítulo 5

## Simulações

*Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos sobre o desempenho de dois modelos matemáticos de uma célula fotovoltaica quando sujeitos ao efeito de sombreamento em diversas situações.*

## 5.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados numéricos provenientes das simulações computacionais sobre o desempenho de um sistema fotovoltaico com sombreamento. O sistema fotovoltaico é constituído por duas *strings* de três painéis em paralelo, como é apresentado na figura 5.1.

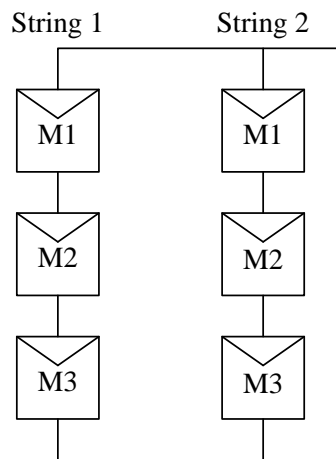


Figura 5.1 - Configuração do sistema fotovoltaico a simular.

O objectivo das simulações computacionais é observar o desempenho do sistema fotovoltaico quando sujeito a:

- sombreamento de painéis fotovoltaicos numa *string*;
- sombreamento de painéis fotovoltaicos em duas *strings*.

O objectivo das simulações computacionais é apresentar um estudo entre modelos matemáticos, no que respeita ao comportamento com sombreamento. Os modelos matemáticos para estudar o desempenho do sistema fotovoltaico sujeito a sombreamento foram implementados em Matlab e Simulink, tendo sido utilizado, para a solução das equações que traduzem o comportamento de um módulo solar, o método de integração de Runge Kutta com um passo de integração de 0.001ms.

Os parâmetros utilizados nas simulações computacionais do módulo fotovoltaico são indicados na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Parâmetros do sistema fotovoltaico

Tensão nominal ( $V_n$ )	12V
Potência máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ )	53 Wp $\pm$ 5%
Corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ )	3,27 A
Tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ )	21,6 V
Corrente máxima ( $I_{m\acute{a}x}$ )	3,05 A
Tensão máxima ( $V_{m\acute{a}x}$ )	17,4 V
Número de células em serie (NSC)	36
TONC (800W/m <sup>2</sup> , 20°C, AM 1.5, 1m/s)	47°C
Resistência Serie	$10,7 \times 10^{-6} \Omega$
Resistência paralela	8,174 $\Omega$

## 5.2. Modelo simplificado

O objectivo desta simulação computacional é observar o desempenho do sistema fotovoltaico aplicando o modelo matemático simplificado de um painel solar, como representado na figura 5.2.

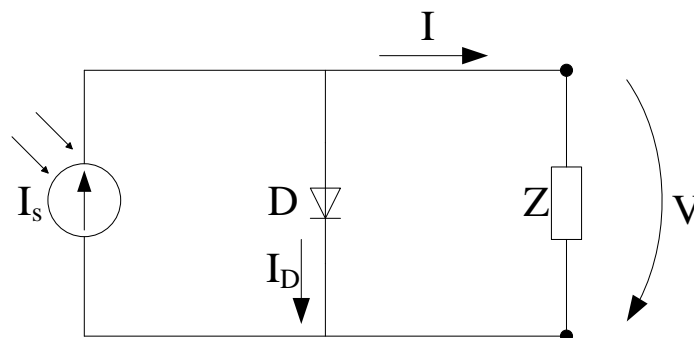


Figura 5.2 - Modelo simplificado.

No capítulo 4.4 foi efectuado o estudo mais detalhado do circuito do modelo simplificado, do qual obtemos as seguintes fórmulas matemáticas para a implementação em Simulink.

Corrente na carga Z, é dada por:

$$I = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_t}} - 1 \right) \quad (60)$$

Factor de idealidade, é dado por:

$$m = \frac{V_{m\acute{a}x} - V_{ca}}{V_T \ln \left( 1 - \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{cc}} \right)} \quad (61)$$

Corrente inversa de saturação, é dada por:

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\left( e^{\frac{V_{ca}}{mV_T}} - 1 \right)} \quad (62)$$

Observando as equações, verificamos que este modelo matemático permite traçar as curvas características I-V e P-V apenas com os dados disponibilizados pelo fabricante.

### 5.2.1. Implementação em Simulink

Implementando as fórmulas anteriores em Simulink, podemos simular o funcionamento de um módulo fotovoltaico sujeito à irradiação solar pretendida obtendo-se, assim, o diagrama de um módulo solar como é apresentado na figura 5.3.

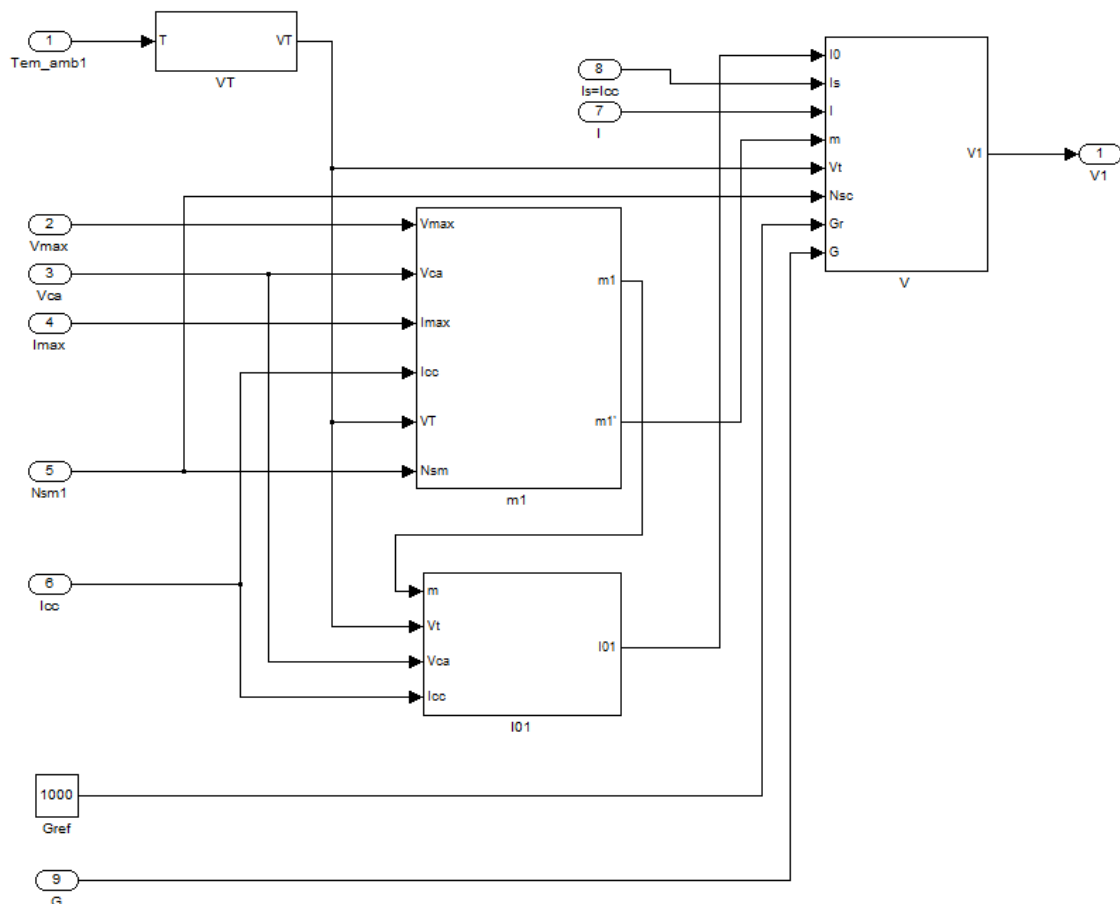


Figura 5.3 - Diagrama de ligações em Simulink de um módulo fotovoltaico.

Após a elaboração de um módulo solar, temos de fazer as respectivas associações em série e em paralelo, de forma a obtermos um sistema fotovoltaico completo, como apresentado na figura 5.4:

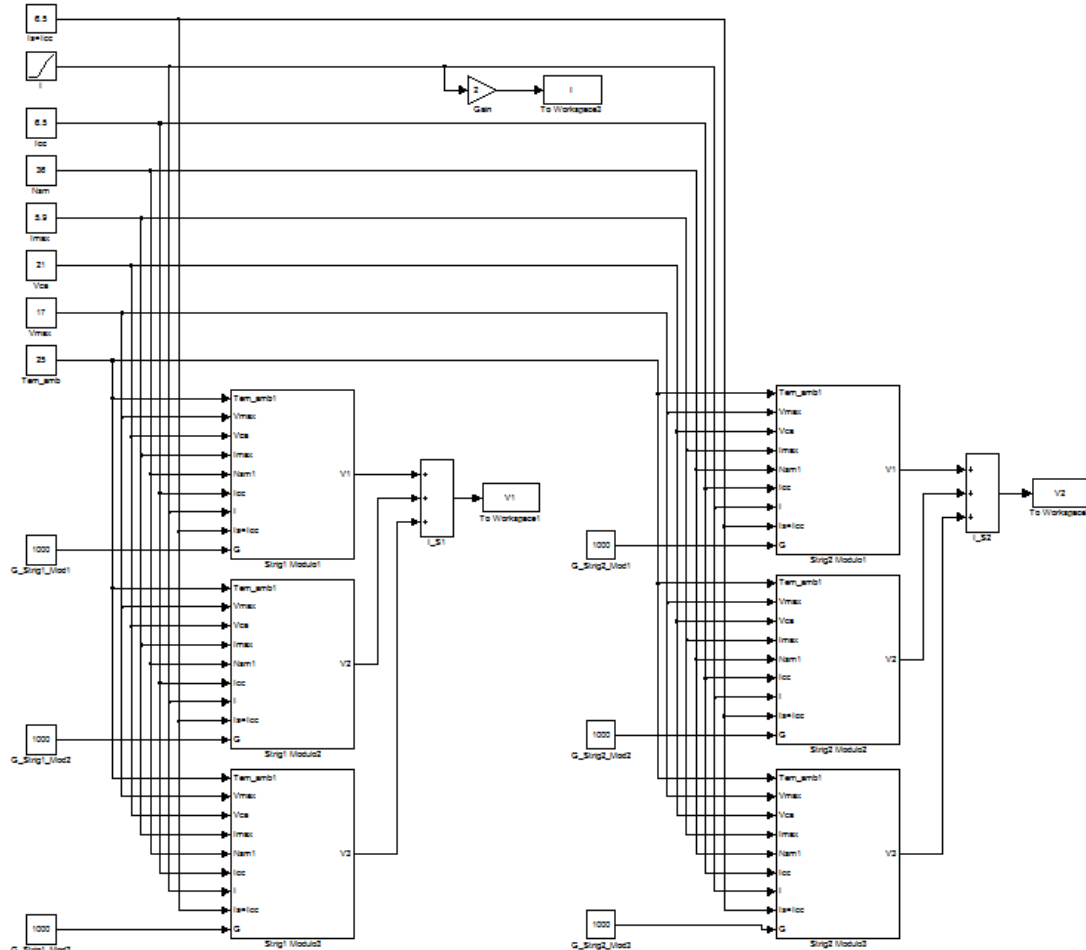


Figura 5.4 - Diagrama de ligações em Simulink de sistema fotovoltaico.

Como podemos observar, além dos dados relativos às características dos painéis solares – fornecidos pelo fabricante e indicados na parte superior da figura 5.4 –, para cada módulo solar é necessário indicar individualmente o valor de irradiação. Podemos, desta forma, simular diversos tipos de sombreamento, desde o sombreamento total provocado por um obstáculo (como, por exemplo, uma árvore) ou um sombreamento parcial (como, por exemplo, uma nuvem).

### 5.2.2. Resultado das simulações computacionais do modelo simplificado

A primeira simulação computacional realizada foi a do sistema fotovoltaico indicado na figura 5.1, sem o efeito de sombreamento em nenhum módulo fotovoltaico. Os resultados obtidos são as curvas características do sistema fotovoltaico: a curva I-V é apresentada na figura 5.5 e a curva P-V é apresentada na figura 5.6.

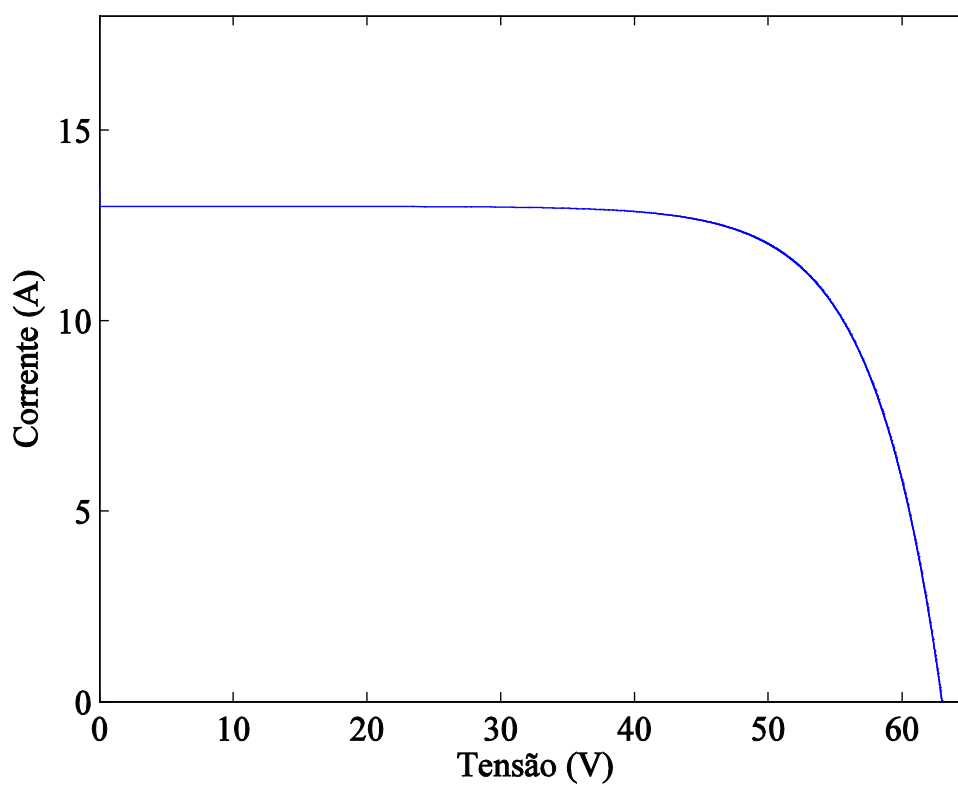


Figura 5.5 - Curva característica I-V do sistema sem sombreamento.

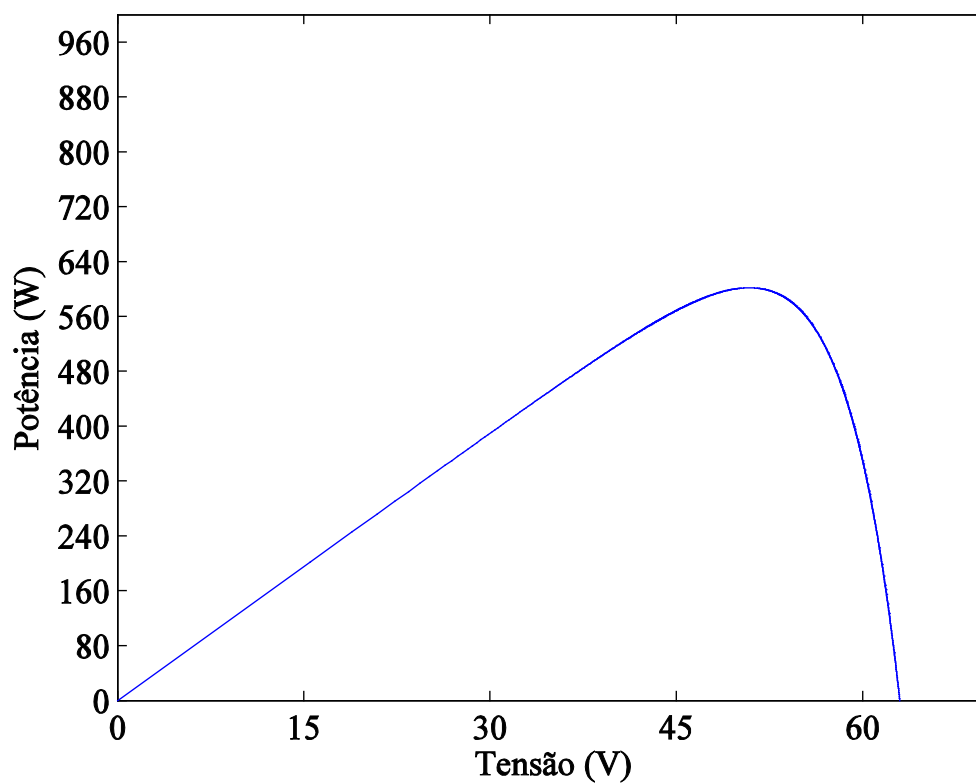


Figura 5.6 - Curva característica P-V do sistema sem sombreamento.

Após a obtenção das curvas características do sistema fotovoltaico com a irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$ , vai ser introduzido o efeito do sombreamento parcial de  $800 \text{ W/m}^2$ , a dois módulos, um em cada string como apresentado na figura 5.7.

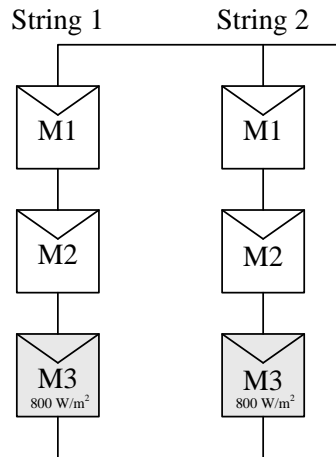


Figura 5.7 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em cada string.

Quando dois módulos fotovoltaicos estão sujeito a sombreamento, um em cada *string*, é observado, nas curvas características I-V e P-V, a existência de um degrau que, como esperado, provoca uma perda de energia produzida. As curvas características I-V e P-V, estão representadas na figura 5.8 e na figura 5.9 respectivamente.

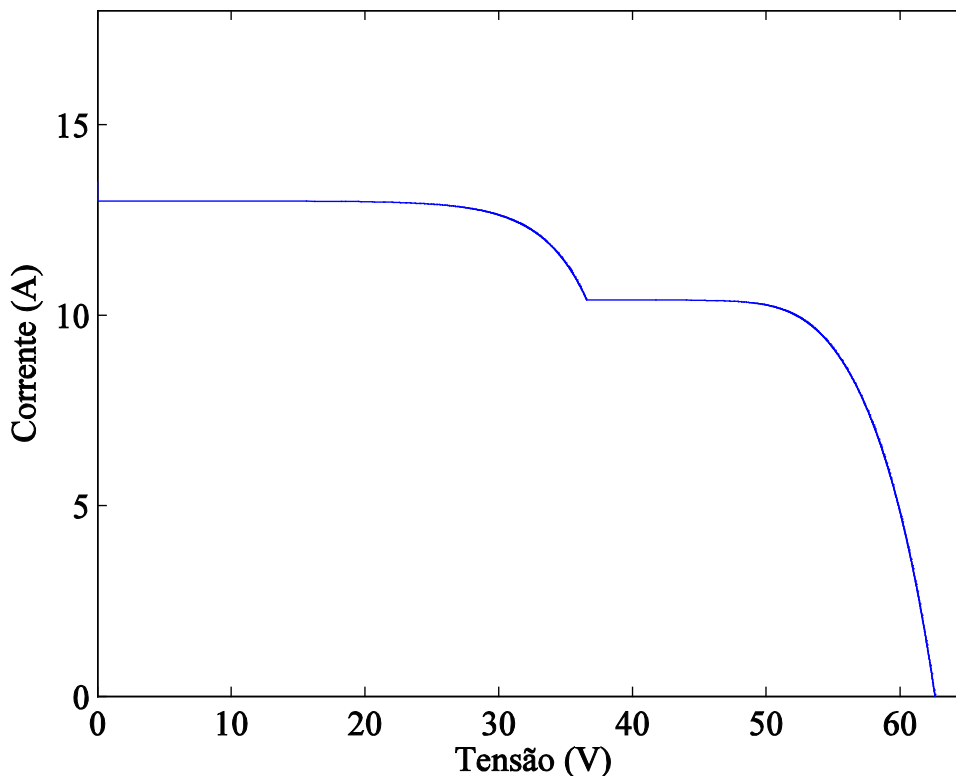


Figura 5.8 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada string.

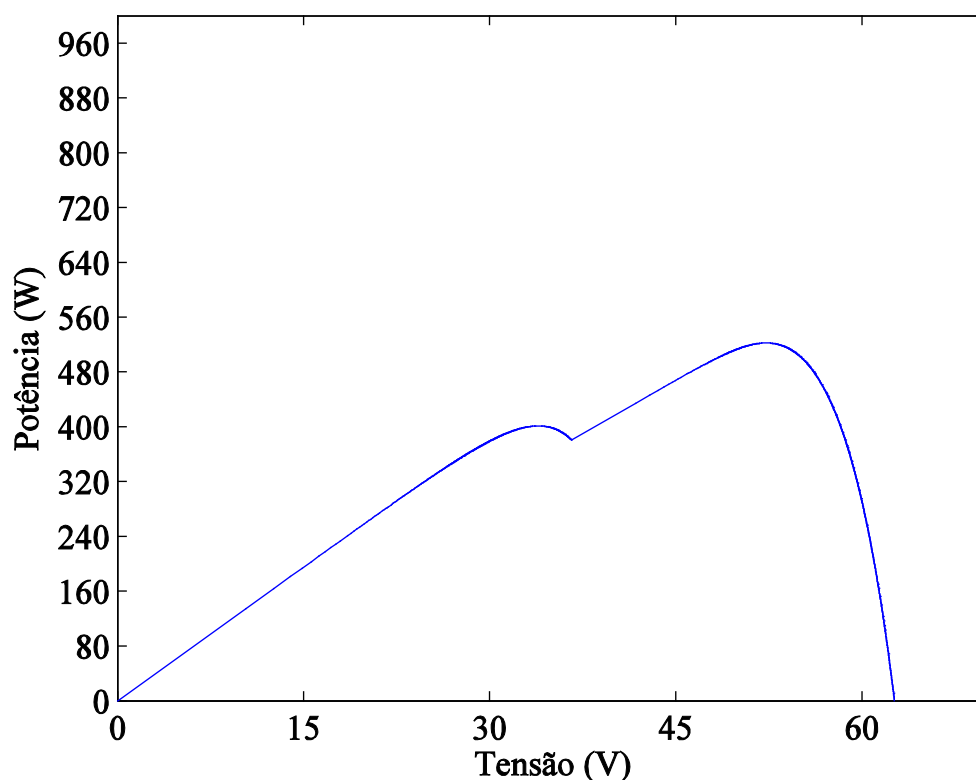


Figura 5.9 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada string.

Na simulação computacional seguinte vamos obter as curvas características do sistema fotovoltaico quando apenas um dos módulos de uma única *string* se encontra sujeito a um sombreamento parcial de  $800 \text{ W/m}^2$ , como apresentado na figura 5.10.

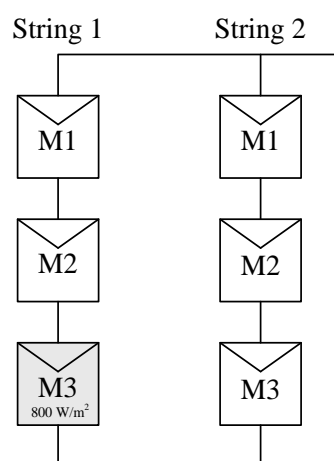


Figura 5.10 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado numa *string*.

Quando apenas um módulo se encontra sujeito a sombreamento, verificamos que não existe alteração na energia produzida pelo sistema, Os resultados obtidos são as curvas características do sistema fotovoltaico, a curva I-V é apresentada na figura 5.11 e a curva P-V é apresentada na figura 5.12.

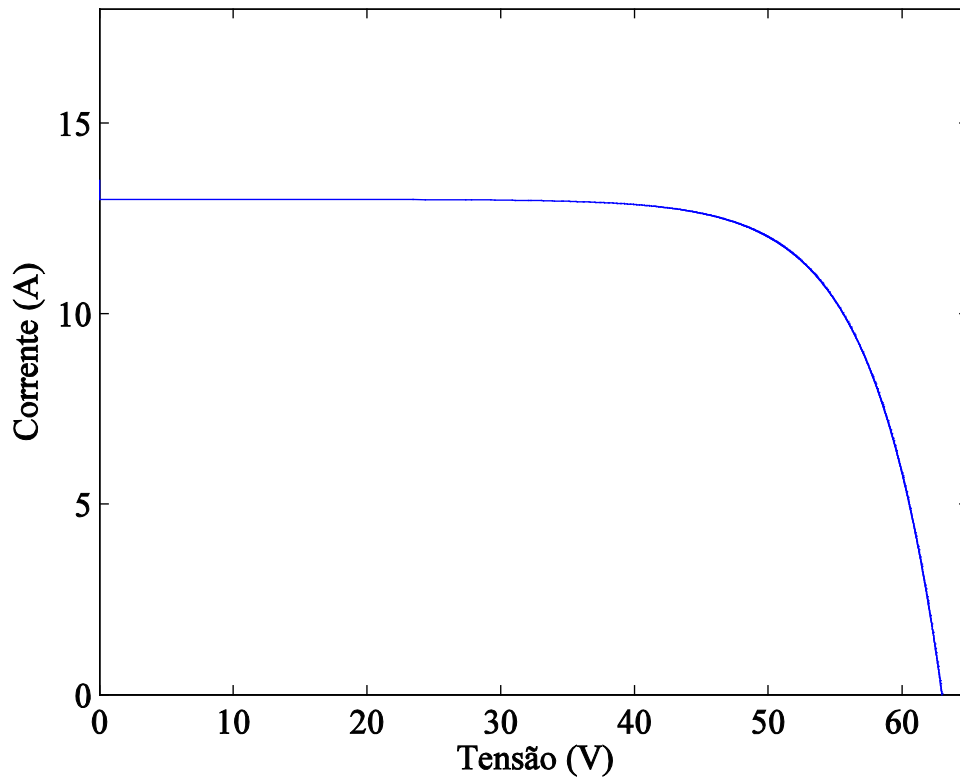


Figura 5.11 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de um módulo.

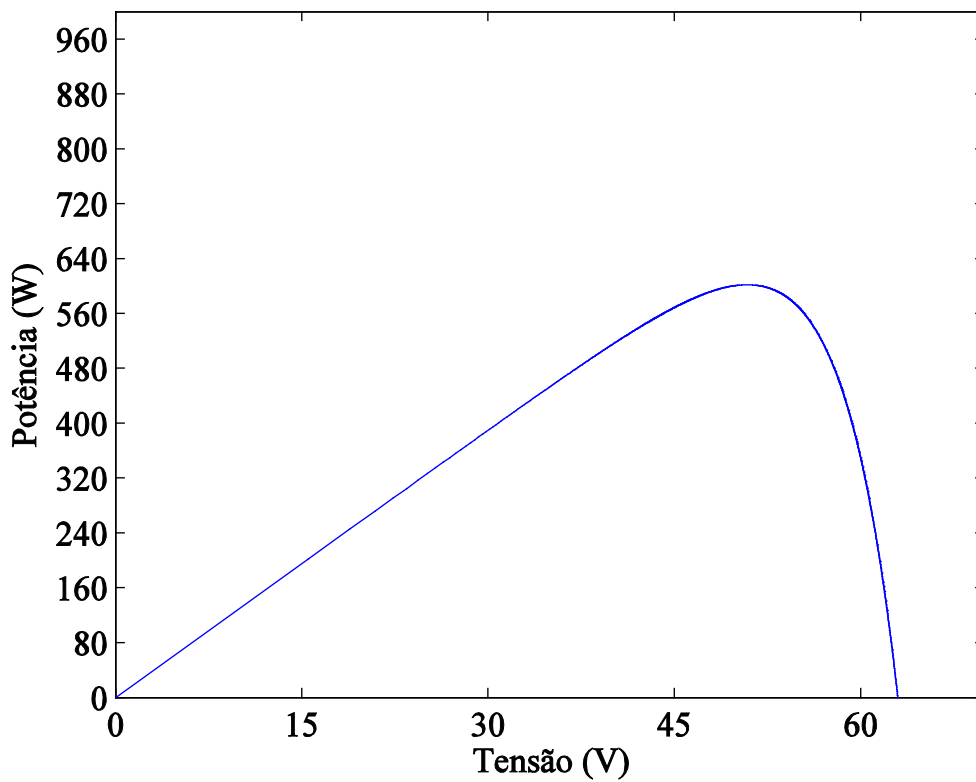


Figura 5.12 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de um módulo.

### 5.3. Modelo simplificado de duas resistências

O objectivo desta simulação computacional é observar o desempenho do sistema fotovoltaico aplicando o modelo matemático simplificado de duas resistências de um painel solar, como representado na Figura 5.13.

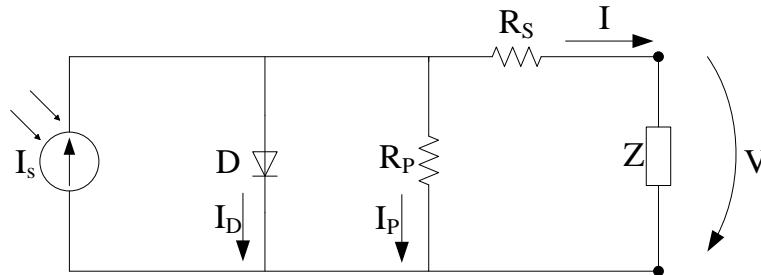


Figura 5.13 - Modelo simplificado de duas resistências.

Efectuando um estudo dos pontos de funcionamento do modelo simplificado de duas resistências, semelhante ao efectuado para o modelo simplificado, obtemos as seguintes fórmulas matemáticas para implementação em Simulink:

Corrente na carga Z, é dada por:

$$I = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V + R_s I}{m V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (63)$$

Factor de idealidade, é dado por:

$$m = \frac{V_{m\acute{a}x} - V_{ca}}{V_T \ln \left( 1 - \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{cc}} \right)} \quad (64)$$

Corrente inversa de saturação, é dada ppr:

$$I_0 = \frac{I_{cc} + \frac{V_{ca}}{R_p}}{\left( e^{\frac{V_{ca}}{m V_T}} - 1 \right)} \quad (65)$$

Observando as equações, verificamos que, com este modelo matemático, não é possível traçar as curvas características I-V e P-V com os dados disponibilizados pela maior parte dos fabricantes. O valor da resistência de série ( $R_s$ ) e da resistência em paralelo ( $R_p$ ) geralmente não são disponibilizados pelos fabricantes; no caso desta simulação foram utilizados os valores da resistência em série e em paralelo em [42].

### 5.3.1. Implementação em Simulink

Implementando as fórmulas anteriores em Simulink, podemos simular o funcionamento de um módulo fotovoltaico sujeito à irradiação solar que pretendemos. Obtemos, assim, o diagrama de um módulo solar como é apresentado na figura 5.14.

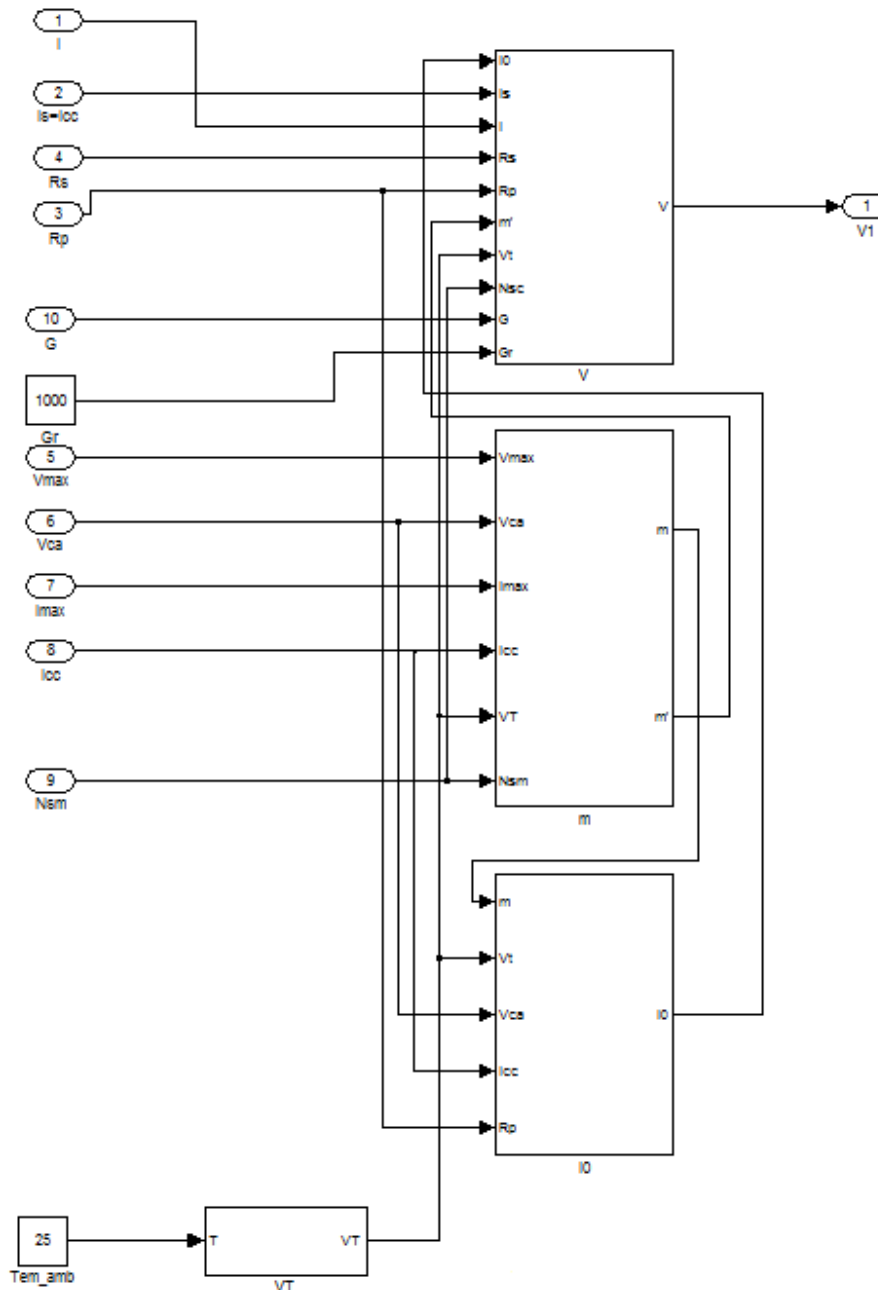


Figura 5.14 - Diagrama de ligações em Simulink de um módulo fotovoltaico.

Após a elaboração de um módulo solar, temos de fazer as respectivas associações em serie e em paralelo de forma a obtermos um sistema fotovoltaico completo, como apresentado na figura 5.15.

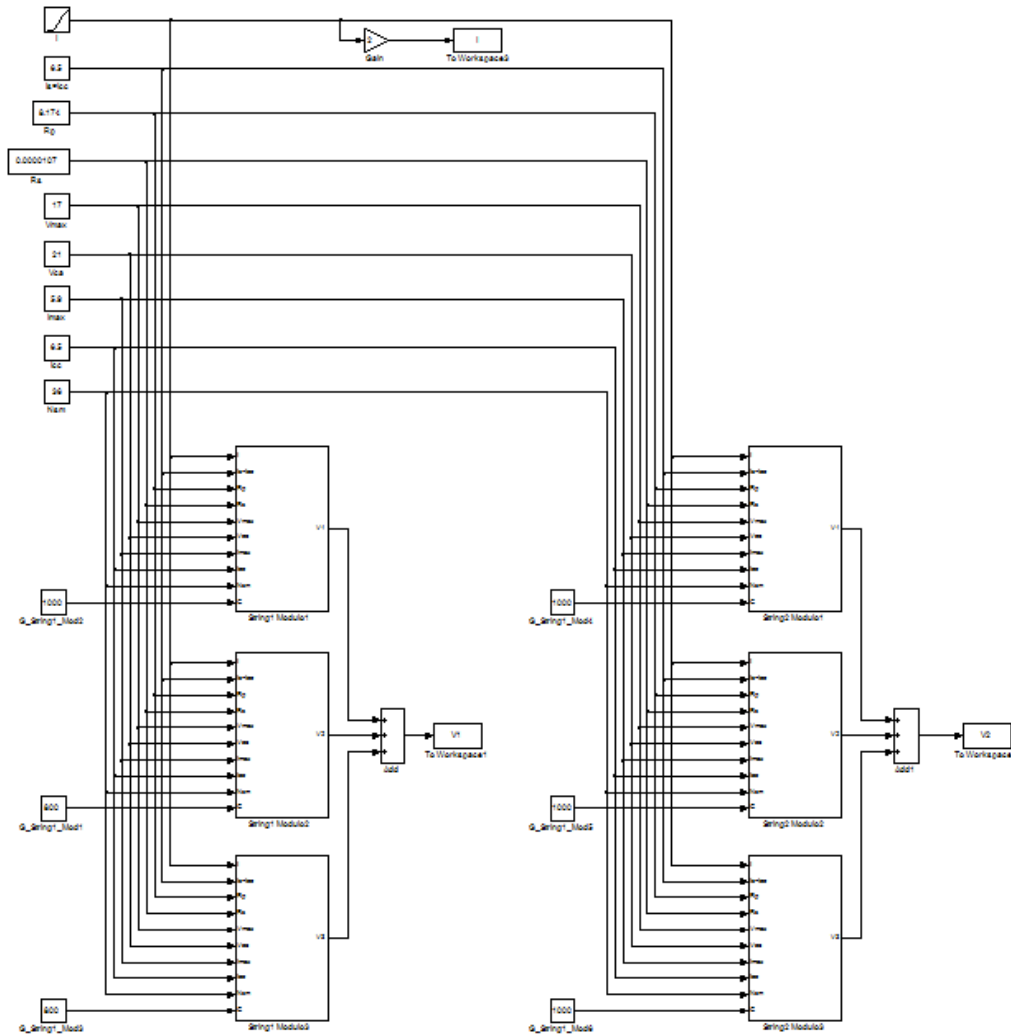


Figura 5.15 - Diagrama de ligações em Simulink de sistema fotovoltaico.

Como podemos observar, além dos dados relativos às características dos painéis solares – fornecidos pelo fabricante e que estão indicados na parte superior da figura – é necessário indicar individualmente, para cada módulo solar, o valor de irradiação. Desta forma, podemos simular diversos tipos de sombreamento, desde o sombreamento total provocado por um obstáculo (como, por exemplo, uma árvore) ou um sombreamento parcial (como, por exemplo, uma nuvem).

### 5.3.2. Resultado das simulações computacionais do modelo simplificado de duas resistências

Aplicando o modelo simplificado de duas resistências aos módulos fotovoltaicos indicados na figura 5.1, sem existência de sombreamento em nenhum dos módulos – ou seja, todos os módulos estão sujeitos a uma irradiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  na sua superfície. Os resultados obtidos são as curvas características do sistema fotovoltaico, a curva I-V é apresentada na figura 5.16 e a curva P-V é apresentada na figura 5.17.

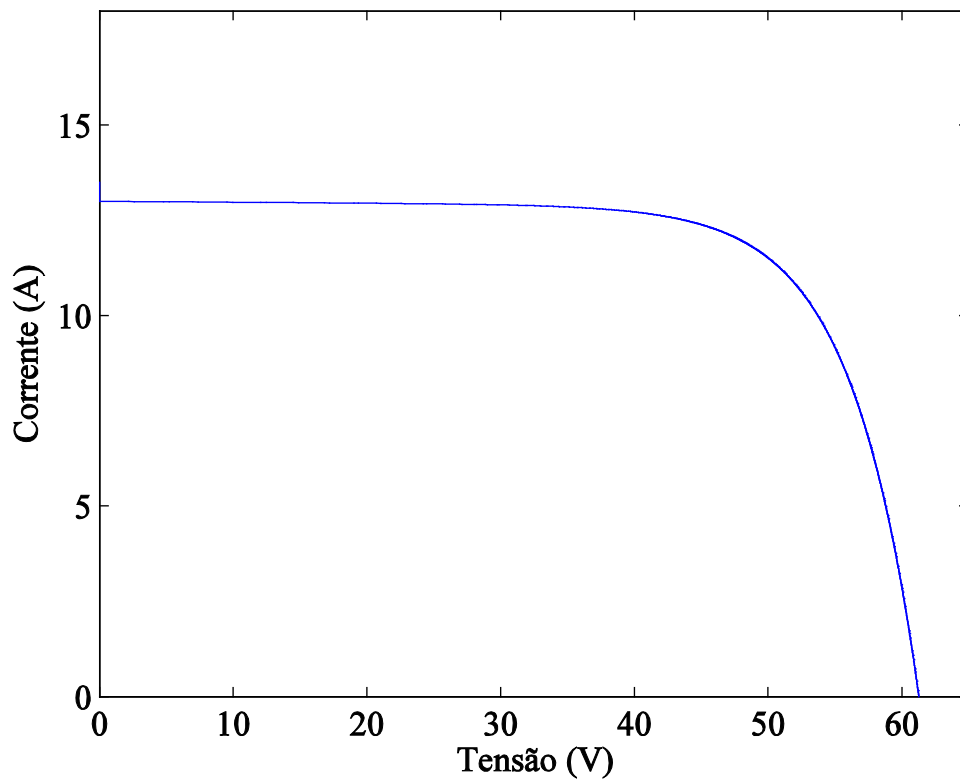


Figura 5.16 - Curva característica I-V do sistema sem sombreamento.

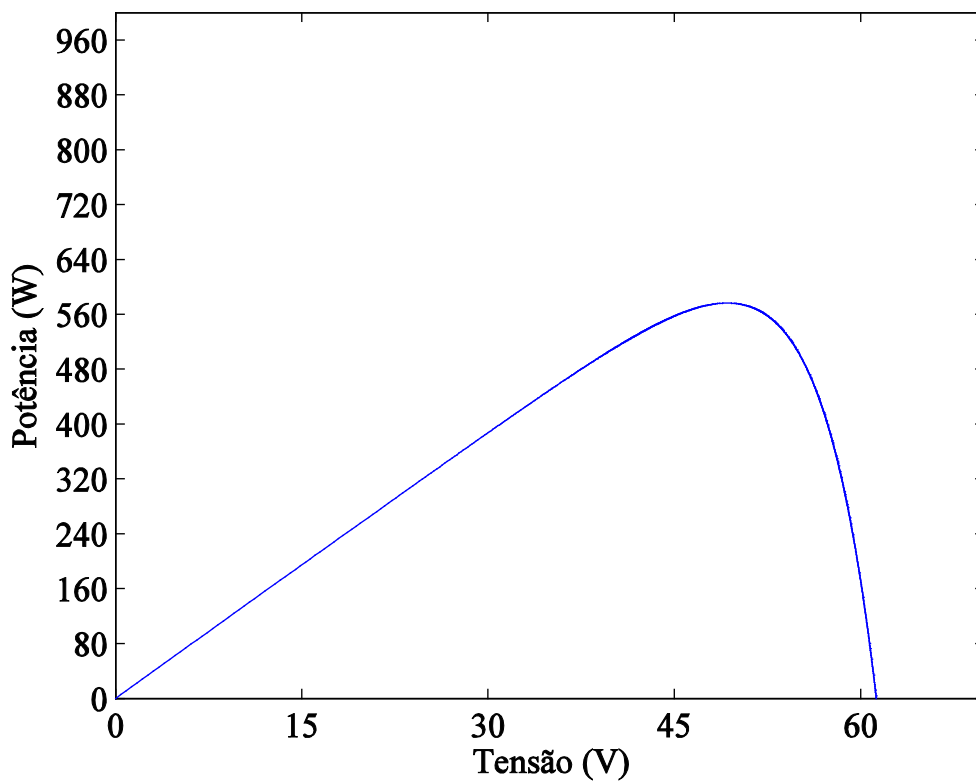


Figura 5.17 - Curva característica P-V do sistema sem sombreamento.

Na próxima simulação computacional, dois módulos fotovoltaicos, um em cada *string*, vão estar sujeitos a uma irradiação de  $800 \text{ W/m}^2$  causado pelo efeito de sombreamento, como apresentado na figura 5.18.

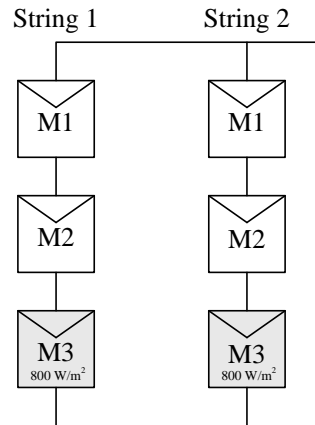


Figura 5.18 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em cada *string*.

Quando os módulos fotovoltaicos estão sujeitos a sombreamento, como apresentado na figura 5.18, o sistema fotovoltaico não será capaz de fornecer a totalidade de energia que seria esperada. Isto deve-se ao aparecimento de um degrau nas curvas características do sistema fotovoltaico como mostram os resultados obtidos na figura 5.19 curva I-V e na figura 5.20 curva P-V.

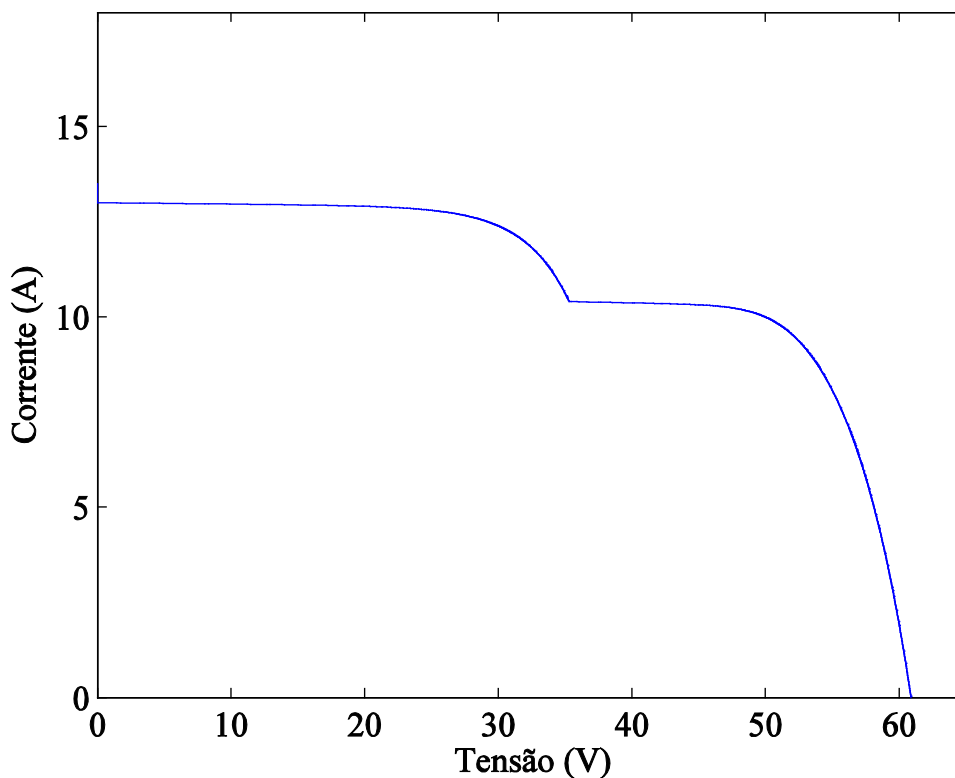


Figura 5.19 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada *string*.

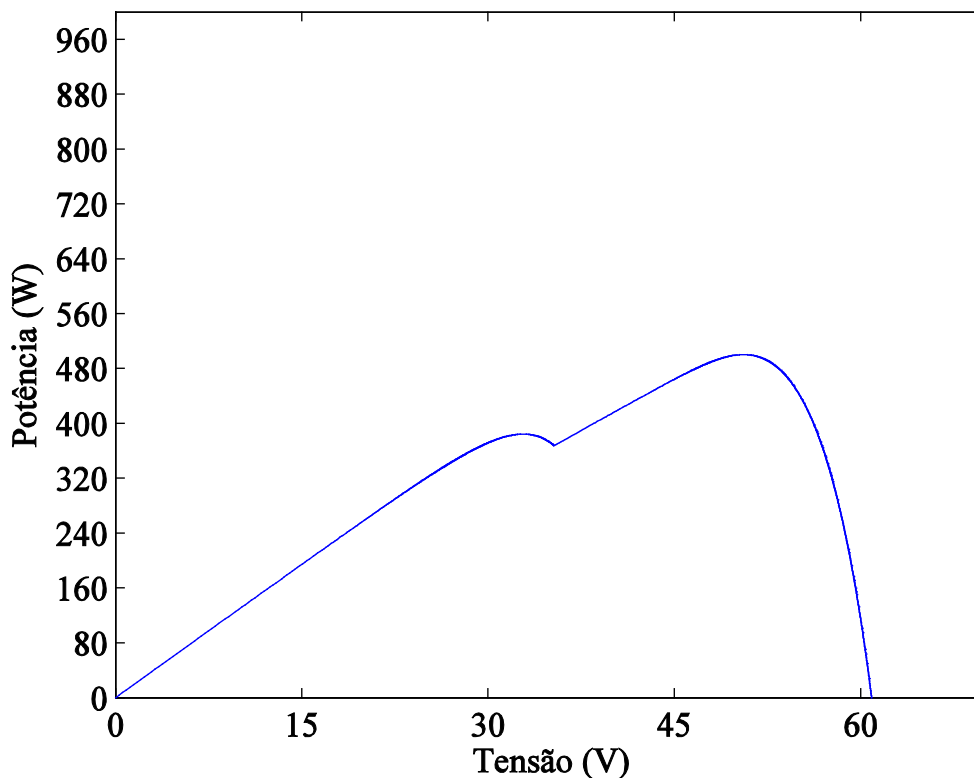


Figura 5.20 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de dois módulos, um em cada *string*.

Na seguinte simulação computacional, apenas um módulo fotovoltaico de uma *string* se encontra sujeito a um sombreamento parcial de  $800 \text{ W/m}^2$  como apresentado na figura 5.21.

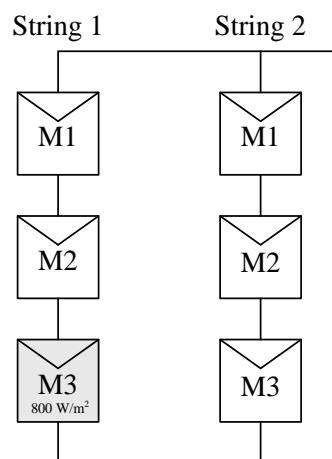


Figura 5.21 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em uma *string*.

Quando apenas um módulo se encontra sujeito a sombreamento, verificamos que não existe alteração na energia produzida pelo sistema. Os resultados obtidos são as curvas características do sistema fotovoltaico, a curva I-V é apresentada na figura 5.22 e a curva P-V é apresentada na figura 5.23.

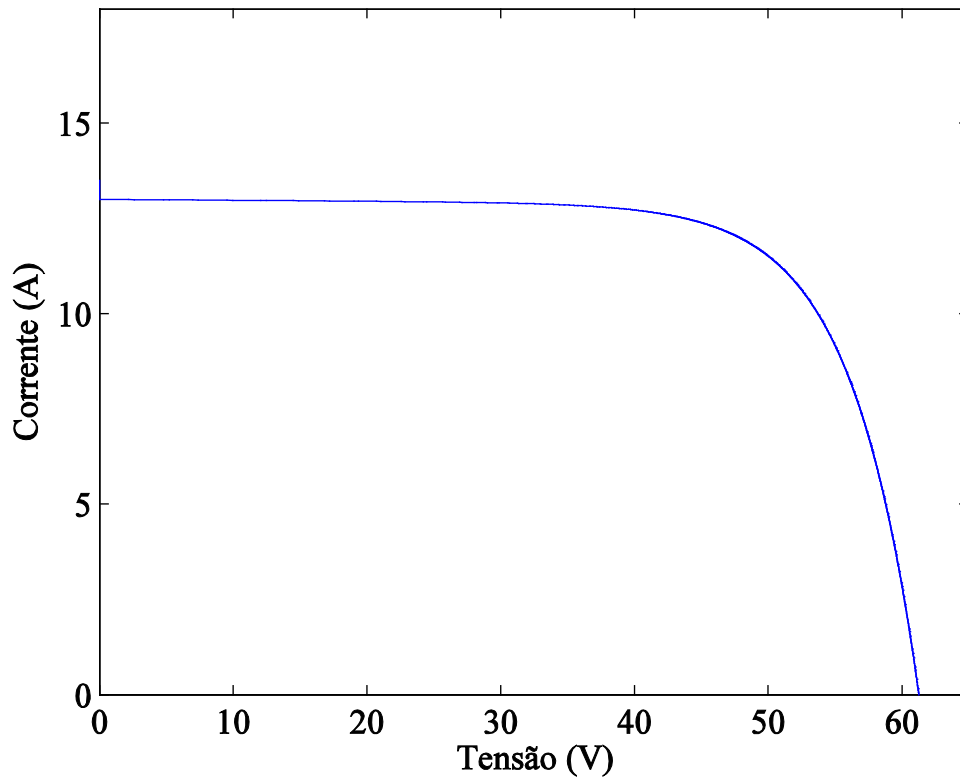


Figura 5.22 - Curva característica I-V do sistema com sombreamento de um módulo.

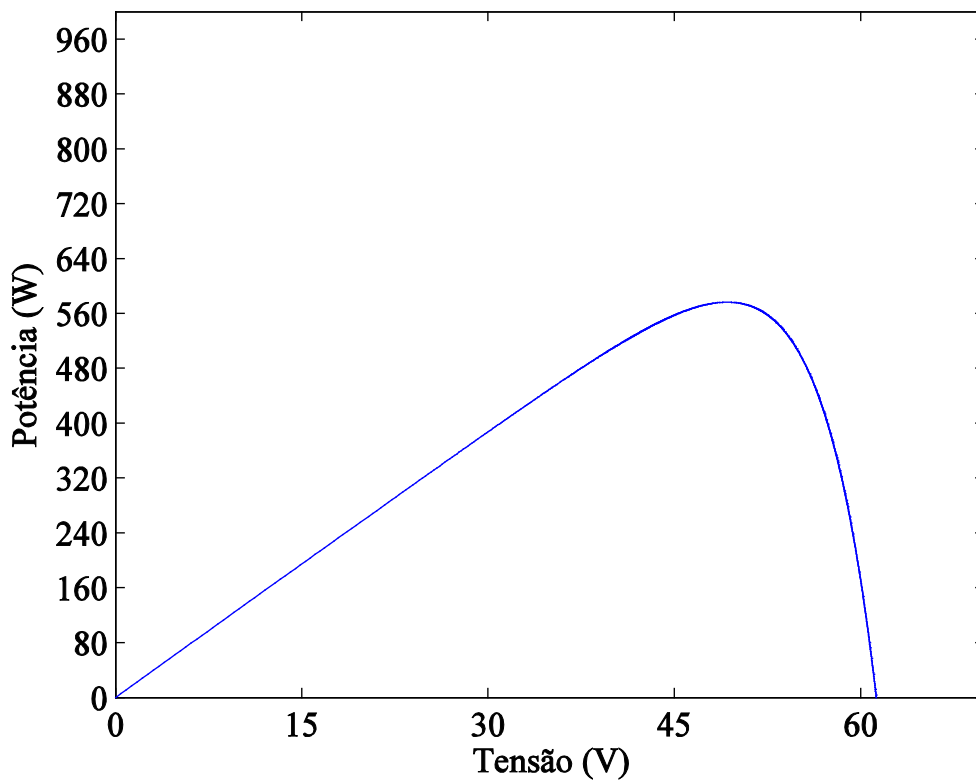


Figura 5.23 - Curva característica P-V do sistema com sombreamento de um módulo.

## 5.4. Comparação dos modelos

Realizaram-se diversas simulações com dois modelos matemáticos e obtiveram-se os respectivos gráficos – com resultados semelhantes, como seria de esperar – mas existem diferenças entre ambos, devido à existência da resistência série e paralela no modelo simplificado com duas resistências. Para comparar as diferenças entre os dois modelos matemáticos, as curvas características I-V e P-V para duas simulações distintas serão representadas na mesma figura.

Nesta simulação é representado o sistema fotovoltaico, quando todos os módulos fotovoltaicos, estão sujeitos ao mesmo valor de irradiação de  $1000\text{W/m}^2$  como apresentados na figura 2.22.

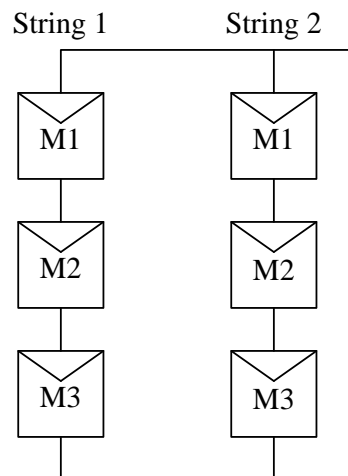


Figura 5.24 - Configuração do sistema fotovoltaico a simular.

Os resultados obtidos são as curvas características dos sistemas fotovoltaicos a comparar. Em azul, temos o modelo matemático simplificado e, a verde, o modelo simplificado com duas resistências, as curvas I-V são apresentadas na figura 5.25 e as curvas P-V são apresentadas na figura 5.26.

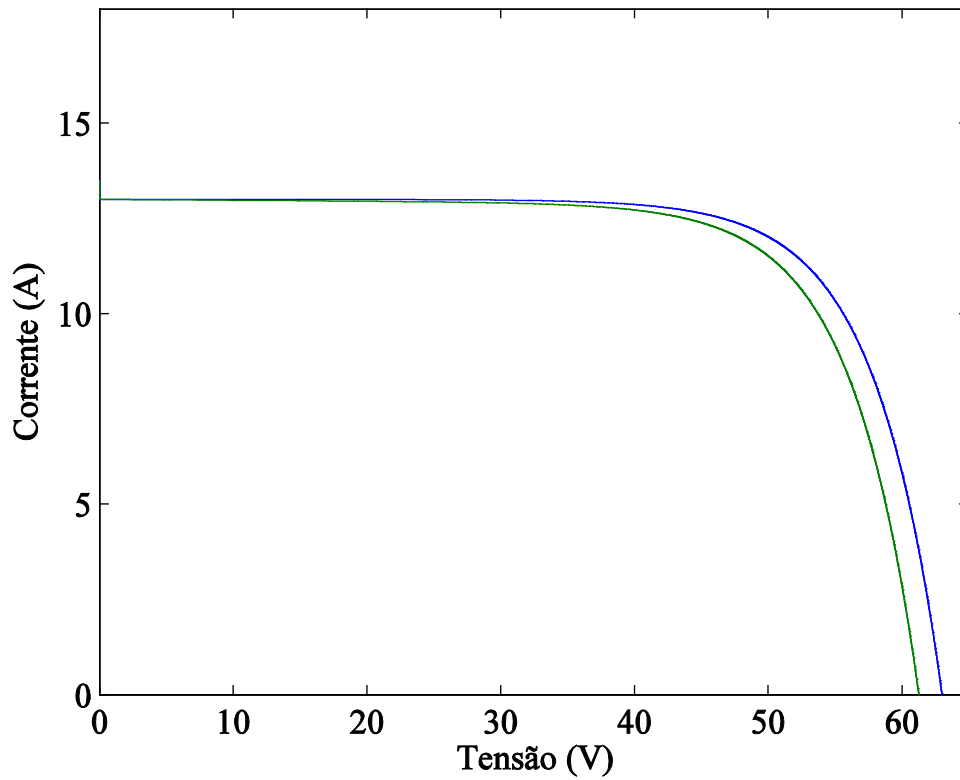


Figura 5.25 - Comparação da curva característica I-V entre os dois modelos sem o efeito do sombreamento.

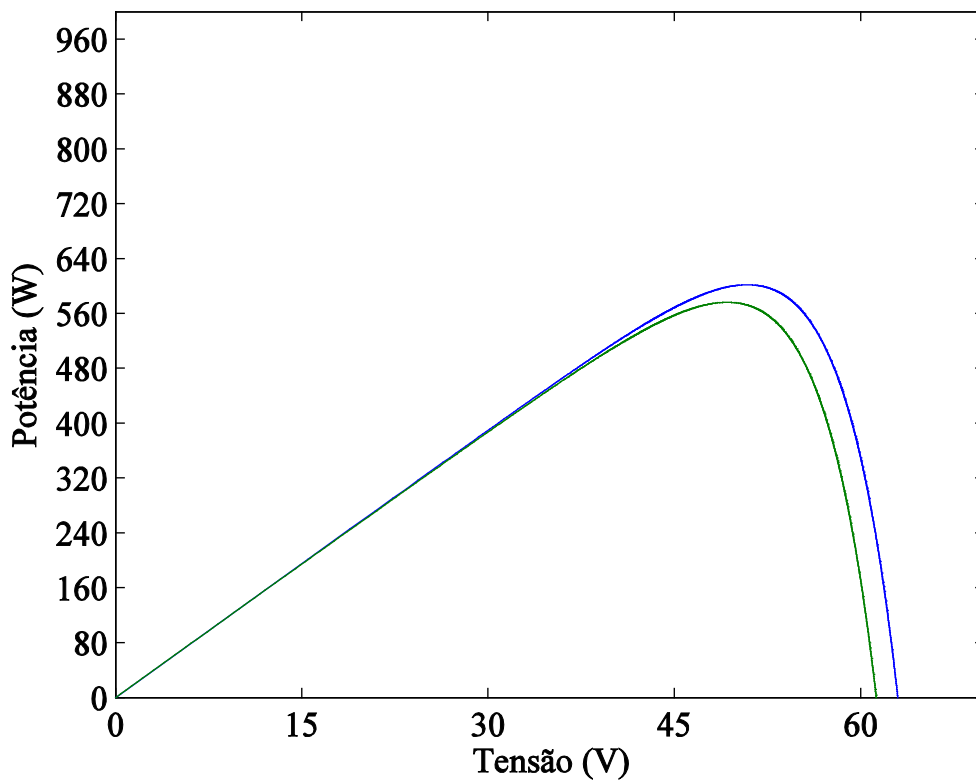


Figura 5.26 - Comparação da curva característica P-V entre os dois modelos sem o efeito do sombreamento.

Nesta simulação é representado o sistema fotovoltaico, quando dois módulos fotovoltaicos estão sujeitos a uma irradiação de  $800\text{W/m}^2$ , um módulo em cada *string*, como representado na figura 5.27.

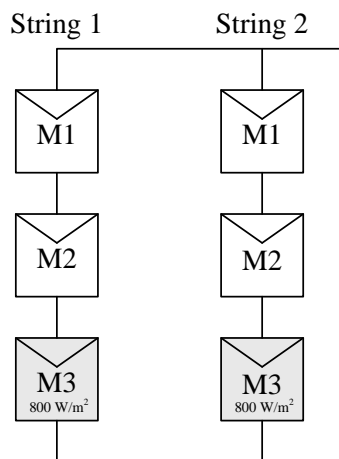


Figura 5.27 - Sistema fotovoltaico com um módulo sombreado em cada *string*.

Os resultados obtidos são as curvas características dos sistemas fotovoltaicos a comparar. Em azul, temos o modelo matemático simplificado e, a verde, o modelo simplificado com duas resistências, as curvas I-V são apresentadas na figura 5.28 e as curvas P-V são apresentadas na figura 5.29.

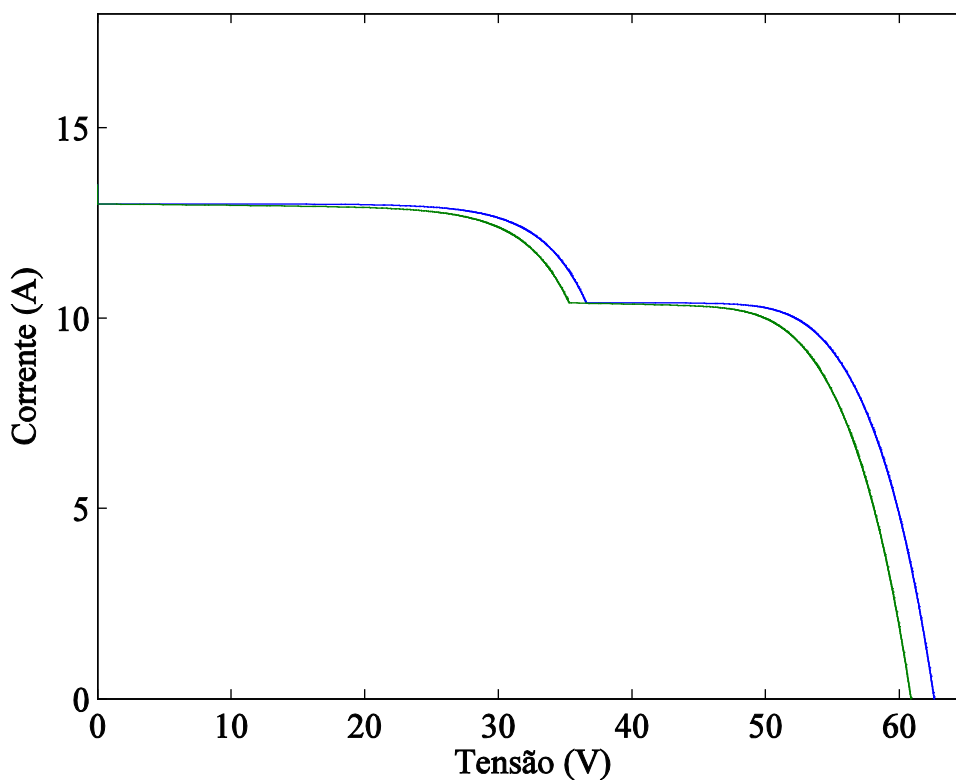


Figura 5.28 - Curva característica I-V.

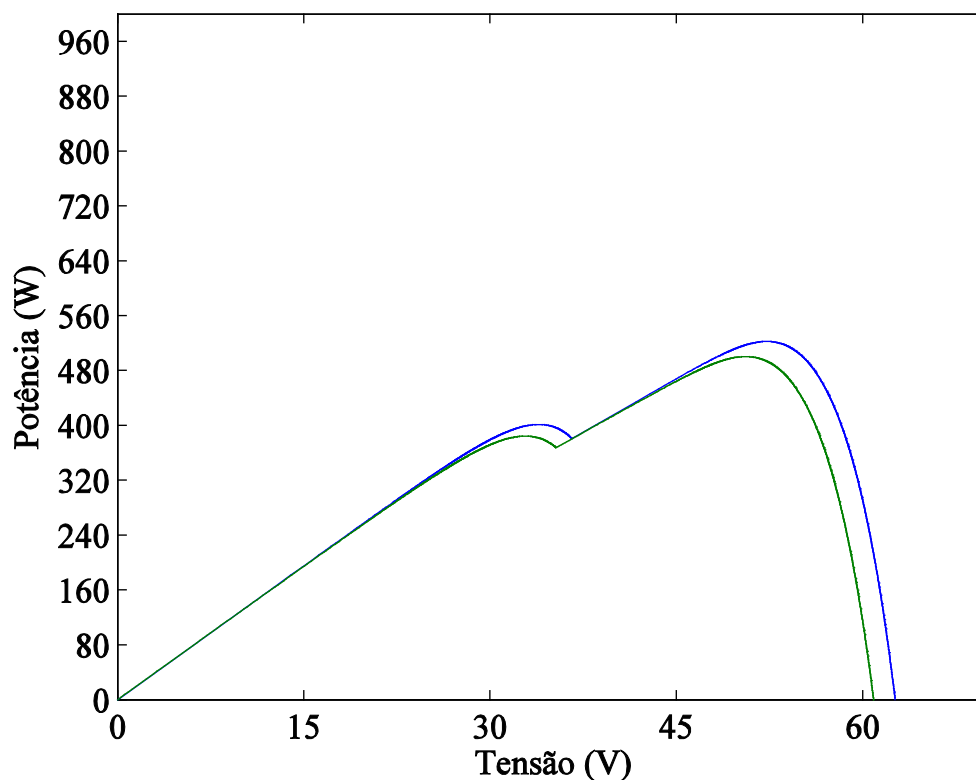


Figura 5.29 - Curva característica P-V.

Podemos observar que, nas figuras das duas simulações computacionais, ambas as curvas características registam uma resposta semelhante do sistema, embora no modelo simplificado com duas resistências, representado a verde, o “degrau” apareça primeiro que o “degrau” do modelo simplificado. Isto deve-se à queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores representada pela resistência em série e às correntes de fuga representada pela resistência em paralelo.



# Capítulo 6

## Conclusões

*Neste capítulo é feita uma síntese do estudo realizado e apresentadas algumas conclusões sobre os resultados obtidos nas diversas simulações computacionais de modelos matemáticos que reproduzem o funcionamento de um módulo fotovoltaico sujeito a sombreamento.*



## 6.1. Conclusões Gerais

Neste trabalho, pretendeu-se apresentar o enorme potencial energético da energia solar e demonstrar como o aproveitamento desta fonte de energia renovável pode contribuir, de forma significativa, para dar resposta às actuais e futuras necessidades energéticas. Sendo que, a nível europeu, Portugal apresenta das melhores condições para o aproveitamento do recurso solar e, designadamente, para a produção de energia eléctrica por via fotovoltaica, o aproveitamento deste recurso seria essencial para reduzir a dependência de outras fontes de energia não renováveis para a produção de energia eléctrica.

No contexto actual, existem várias tecnologias que continuam a ser desenvolvidas no sentido de um melhor aproveitamento da energia solar; neste trabalho, apresentaram-se diversos tipos de células solares e explicaram-se alguns processos de fabrico. Assim, foram apresentadas, neste documento, diversas tecnologias existentes.

Em Portugal, numa superfície com orientação óptima, são atingidos valores de irradiação solar que variam entre cerca de  $1700 \text{ kWhm}^{-2}$ , no Norte e  $2000 \text{ kWhm}^{-2}$ , no Sul. O valor estimado de produção em Portugal continental varia entre cerca de 1400 kWh no Minho e 1620 kWh na região este do Alentejo e Algarve. Além disso, demonstrou-se como efectuar a instalação de um sistema fotovoltaico tendo em consideração a sua localização,

Para o correcto dimensionamento de um sistema fotovoltaico, deve ter-se uma particular atenção ao local da sua instalação. A existência de fontes de sombreamento, tais como árvores e edifícios, podem causar uma diminuição da energia produzida e, logo, acarretar um custo financeiro elevado e longos períodos de amortização do investimento efectuado, no caso de uma unidade de microprodução ligada à rede eléctrica.

Tendo-se realizado diversas simulações em diversas situações de sombreamento, verificou-se que, quando apenas uma string do sistema fotovoltaico é afectada pelo sombreamento, não ocorre grande alteração na potência produzida, o mesmo não acontecendo quando mais do que uma *string* é afectada em simultâneo pelo sombreamento. Nesta situação, a produção de energia é consideravelmente afectada.

Neste trabalho foram também comparados dois modelos matemático de uma célula fotovoltaica, tendo sido possível verificar as diferenças entre o modelo simplificado e o



modelo simplificado de duas resistências. Embora os resultados sejam aproximados, a incorporação, no modelo simplificado com duas resistências, dos valores das resistências de serie e paralelo – que representam o valor da queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores e as correntes de fuga respectivamente – afecta o comportamento das curvas P-V e I-V. Para utilizar o modelo simplificado com duas resistências é necessário saber qual o valor de ambas as resistências, mas os fabricantes dos módulos fotovoltaicos não os disponibilizam. Por este motivo, a utilização do modelo simplificado torna-se bastante mais fácil, pois todos os dados são fornecidos pelo fabricante.



## Bibliografia

- [1] <http://inventors.about.com/od/timelines/a/Photovoltaics.htm>, Novembro 2011.
- [2] [http://wikienergia.com/~edp/index.php?title=Willoughby\\_Smith](http://wikienergia.com/~edp/index.php?title=Willoughby_Smith), Novembro 2011.
- [3] <http://www.scribd.com/doc/40026205/Curso-FV-Best-Center-Slides>, Novembro 2011.
- [4] [http://en.wikipedia.org/wiki/Project\\_Vanguard](http://en.wikipedia.org/wiki/Project_Vanguard), Novembro 2011.
- [5] [http://en.wikipedia.org/wiki/Nimbus\\_program](http://en.wikipedia.org/wiki/Nimbus_program), Novembro 2011.
- [6] Samuel Menitra Sousa Gomes, dissertação de mestrado do IST, Integração em Edifícios de um Sistema Fotovoltaico de Potência 3,68 kWp, 2009.
- [7] <http://www.solarbuzz.com>, Novembro 2011.
- [8] <http://www.eumed.net/libros/2010e/827/Efeito%20Fotovoltaico.htm>, Novembro 2011.
- [9] <http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/271/202/>, Novembro 2011.
- [10] Susana Filipa Almeida Castro Viana, dissertação para obtenção do Grau de Doutor no IST, Modelação de Micro-Sistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Descentralizada, 2010..
- [11] <http://www.heliopolitronics.com/page1/page8/page8.html>, Novembro 2011.
- [12] [http://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/elmat\\_en/kap\\_6/illustr/i6\\_1\\_1.html](http://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/elmat_en/kap_6/illustr/i6_1_1.html), Fevereiro 2012.
- [13] [http://en.wikipedia.org/wiki/Czochralski\\_process](http://en.wikipedia.org/wiki/Czochralski_process), Novembro 2011.
- [14] <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9020566&contentId=7038273>, Novembro 2011.
- [15] Hiren Patel e Vivek Agurwal, “ MATLAB-Based Modeling to study the effects of partial shading on PV array Characteristics,” IEE Trans. Energy Convers., vol. 23, no 1 March 2008.
- [16] <http://www.crunchwear.com/category/companies/global-solar/>, Novembro 2011.
- [17] [http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID\\_conteudo=43&ID\\_area=8&ID\\_sub\\_area=26](http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=43&ID_area=8&ID_sub_area=26), Novembro 2011.
- [18] <http://www.physorg.com/news172821370.html>, Novembro 2011.
- [19] <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/current/photovoltaics-cdte-thin-film-modules-by-abound-solar-among-the-first-to-receive-ul-certification.html>, Novembro 2011.



- [20] [http://en.wikipedia.org/wiki/Solar\\_cell\\_efficiency](http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_cell_efficiency), Novembro 2011.
- [21] <http://www.wholesolarpower.com/solar-panels-2/worldwide-pv-panel-efficiency>, Janeiro 2012.
- [22] <http://www.pvresources.com/Introduction.aspx>, Novembro 2011.
- [23] [http://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_photovoltaic\\_power\\_stations](http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations), Novembro 2010.
- [24] <http://www.memoriaportuguesa.com/central-fotovoltaica-da-amareleja>, Maio 2005.
- [25] <http://solarlighting-s.com/solar-power-plant/>, Novembro 2010.
- [26] Kotzen, Benz e English, Colin "Environmental Noise Barriers: A Guide to Their Acoustic and Visual Design", Novembro 2010.
- [27] <http://www.pvresources.com/PVSystems/NoiseBarriers.aspx>, Novembro 2010.
- [28] <http://www.pvresources.com/PVSystems/DisasterRelief.aspx>, Novembro 2010.
- [29] [http://www.photon-magazine.com/products/products\\_03-01\\_solar-fabrik.htm](http://www.photon-magazine.com/products/products_03-01_solar-fabrik.htm), Novembro 2010.
- [30] <http://www.certiel.pt/web/certiel/guia-pratico-da-microproducao>, Novembro 2011.
- [31] Ricardo Henrique Rosembach, dissertação para a obtenção do Grau de Mestre no Juiz de Fora, MG – Brasil, Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando como Controlador de Carga de Bateria em um Sistema Fotovoltaico,, 2004.
- [32] Decreto-Lei nº 188-A/2010 de 25 de Outubro.
- [33] [www.renovaveisnagora.pt](http://www.renovaveisnagora.pt), Janeiro 2012.
- [34] Inspeção de uma Unidade de Microprodução de 3,68kVA, para aprovação pela CERTIEL, realizada pelo ISQ em 25-01-2012 Branca – Coruche.
- [35] Carlos Nunes Rodrigues, Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica, INETI Agosto 2008.
- [36] Camus, Cristina e Eusébio, Eduardo, "Energia Solar" , Março de 2006.
- [37] Morais, Josué, "Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Pratica", Fevereiro 2012.
- [38] Castro, Rui M.G., "Introdução à energia fotovoltaica", Maio de 2008.
- [39] Dzung D Nguyen and Brad Lehman, "Modeling and simulation of solar PV arrays under changing illumination conditions," IEE COMPEL, pp 16-19, 2006.
- [40] Ramaprabha Ramabadram e Badrilal Mathur, "Impact of partial shading on solar PV module containing series connected cells," Inter. Journal of Recent Trends in Engineering, vol. 2, no. 7, November 2009.



- [41] <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Association.htm>, Junho 2013.
- [42] S. Saraiva, R. Melício, J.C.O Matias, J.P.S. Catalão, C. Cabrita, "Simulation and experimental results for a photovoltaic system formed by monocrystalline solar modules", in: Technological Innovation for Value Creation, Eds. L.M. Camarinha-Matos, E. Shaha.

## Anexos

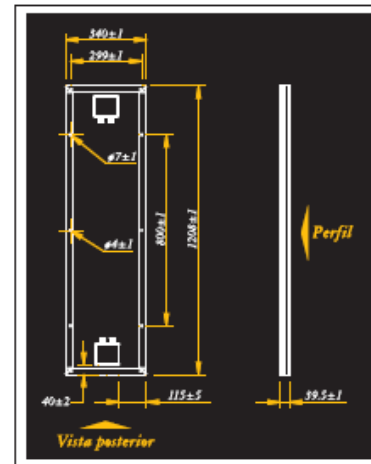
### Anexo I – Características construtivas do módulo Isofotón I53

#### Construtivas

##### Construtivas

CARACTERÍSTICAS	
<i>Células</i>	Si monocristalino, texturadas y con capa antirreflexiva.
<i>Contactos</i>	Contactos redundantes, múltiples, en cada célula.
<i>Laminado</i>	EVA (etilen-vinil acetato).
<i>Cara frontal</i>	Vidrio templado de alta transmisividad.
<i>Cara posterior</i>	Protegida con Tedlar de varias capas.
<i>Marco</i>	Aluminio anodizado.
<i>Cajas de conexión</i>	2 x IP 65 con diodo de bypass.
<i>Toma de tierra</i>	Sí.
<i>Especificaciones</i>	IEC 61215 y Clase II mediante certificado TÜV.
<i>Sección de cable</i>	4-10 mm <sup>2</sup>
<i>Terminal de conexión</i>	Bornera atornillable con posibilidad de soldadura. Multicontacto opcional.

Nota: ISOFOTÓN, S.A., se reserva el derecho a introducir cambios en este folleto, sin previo aviso.



C/ Montalbán, 9 - 28014 Madrid (España)  
Tel.: +34 91 531 26 25 - Fax: +34 91 531 10 07  
isofoton@isofoton.com  
www.isofoton.com

## I-53

## Módulo Fotovoltaico

## Físicas

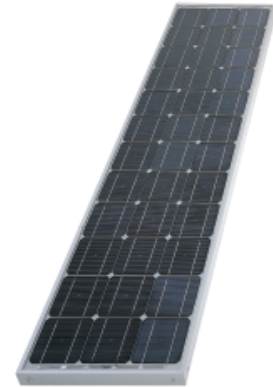
## Físicas

CARACTERÍSTICAS	
<i>Dimensiones</i>	1.304 x 340 x 39,5 mm
<i>Peso</i>	5,5 kg
<i>Número de células en serie</i>	36
<i>Número de células en paralelo</i>	1
<i>T<sub>ONC</sub></i> (800 W/m <sup>2</sup> , 20° C, AM 1.5, 1 m/s)	47° C

## Eléctricas

Eléctricas (1.000 W/m<sup>2</sup>, 25° C célula, AM 1.5)

CARACTERÍSTICAS	
<i>Tensión nominal (V<sub>n</sub>)</i>	12 V
<i>Potencia máxima (P<sub>máx</sub>)</i>	53 W <sub>p</sub> ± 5 %
<i>Corriente de cortocircuito (I<sub>sc</sub>)</i>	3,27 A
<i>Tensión de circuito abierto (V<sub>oc</sub>)</i>	21,6 V
<i>Corriente de máxima potencia (I<sub>máx</sub>)</i>	3,05 A
<i>Tensión de máxima potencia (V<sub>máx</sub>)</i>	17,4 V



Continúa al dorso. ➤



## Anexo II – Soluções de ligação da unidade de Microprodução à RESP

### Guia Prático de Instalações de Microprodução

---

#### Soluções de ligação da unidade de Microprodução à RESP

1. Solução A - Clientes BTN Instalações Novas/ Instalações Existentes - Solução preferencial / Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo
2. Solução B - Clientes BTN - Instalações existentes/Solução Alternativa/Ligação a ramal subterrâneo
3. Solução C - Clientes BTN Instalações existentes Solução alternativa/ Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo
4. Solução D - Clientes BTN Instalações existentes/Solução alternativa/ Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo Ligação através dos terminais de entrada do Contador de Produção (Esta solução apenas deve ser utilizada quando a solução preferencial e as outras soluções alternativas, não forem convenientes, por razões de espaço ou arquitectónicas.)
5. Solução D - Esquema de pormenor (multifilar) Ligação à rede através dos terminais de entrada do contador de consumo
6. Solução E - Clientes BTE Instalações Novas Instalações Existentes - Solução preferencial Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo Instalações sem Transformadores de Corrente
7. Solução F - Clientes BTE Instalações Existentes Ligação a ramal aéreo Solução Alternativa Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo
8. Solução G - Clientes BTE Instalações existentes - Solução Alternativa Transformadores de intensidade instalados nos condutores do Ramal
9. Solução H - Clientes BTE Solução Alternativa Transformadores de intensidade instalados em quadro próprio

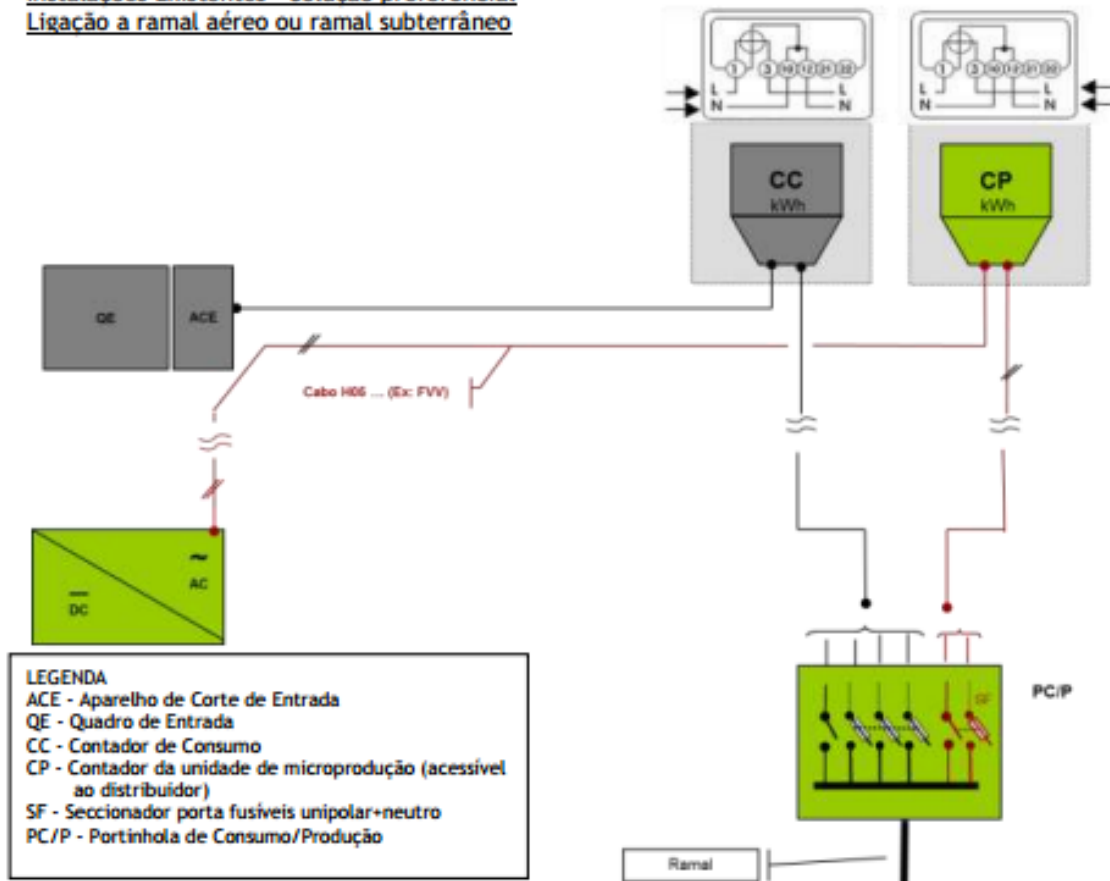
## Guia Prático de Instalações de Microprodução

### Solução A - Clientes BTN

#### Instalações Novas

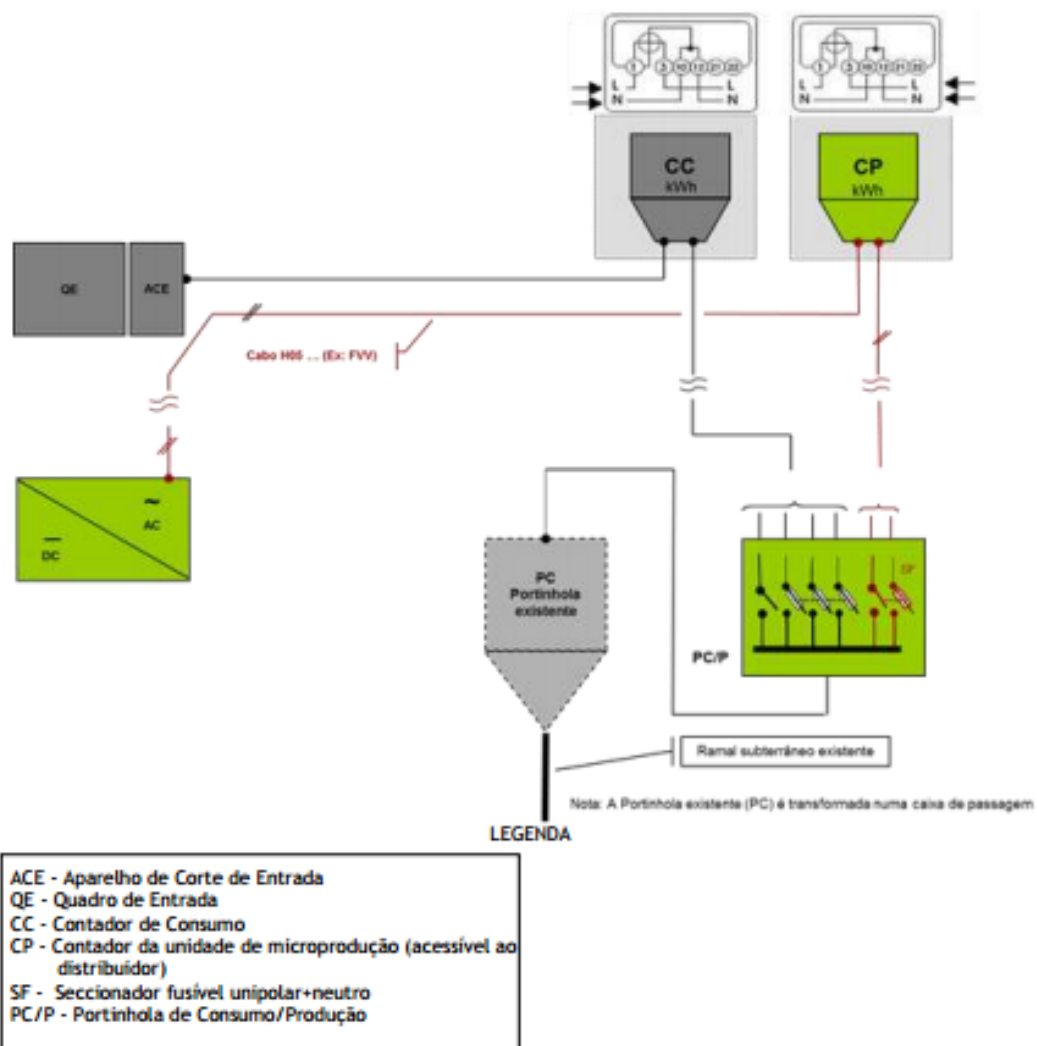
#### Instalações Existentes - Solução preferencial

#### Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo



## Guia Prático de Instalações de Microprodução

**Solução B - Clientes BTN**  
**Instalações existentes**  
**Solução Alternativa**  
**Ligação a ramal subterrâneo**



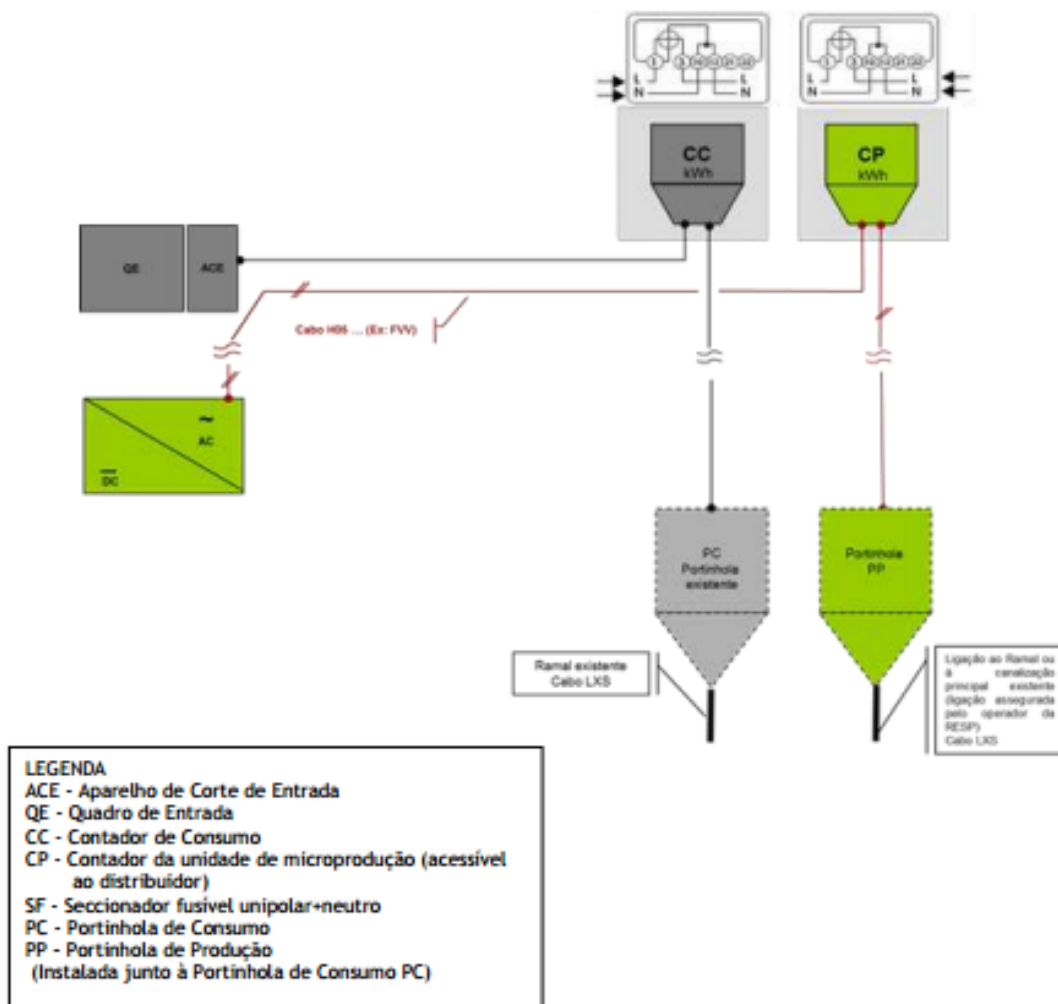
## Guia Prático de Instalações de Microprodução

### Solução C - Clientes BTN

#### Instalações existentes

#### Solução alternativa

Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo



## Guia Prático de Instalações de Microprodução

### Solução D - Clientes BTN

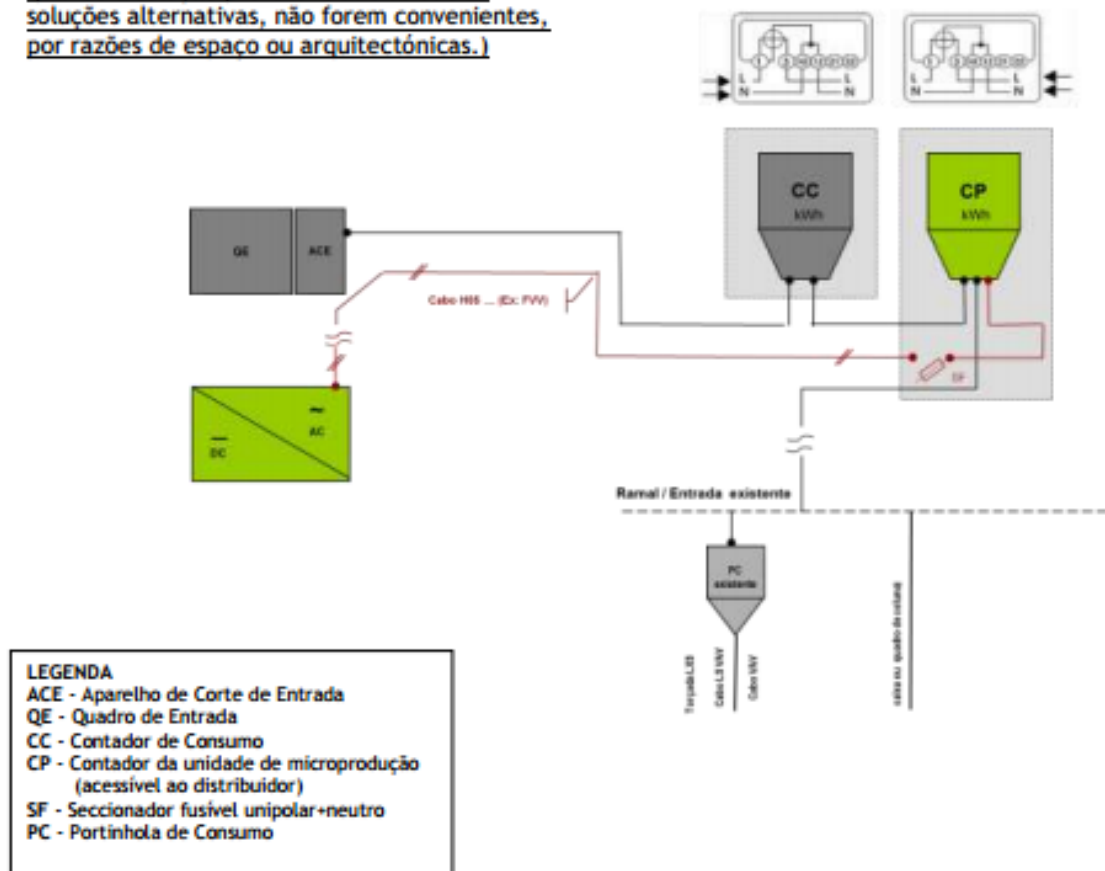
#### Instalações existentes

#### Solução alternativa

#### Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo

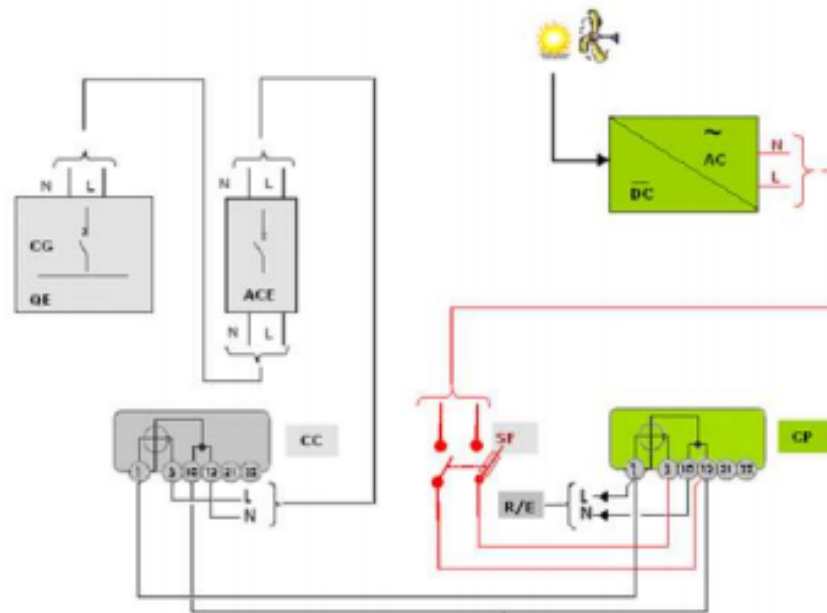
#### Ligação através dos terminais de entrada do Contador de Produção

(Esta solução apenas deve ser utilizada quando a solução preferencial e as outras soluções alternativas, não forem convenientes, por razões de espaço ou arquitectónicas.)



## Guia Prático de Instalações de Microprodução

### Solução D - Esquema de pormenor (multifilar) Ligação à rede através dos terminais de entrada do contador de produção



#### Notas:

- 1 - A ligação do Contador de Consumo ao Contador de Produção pode ser feita directamente nos terminais deste, ou através de ligadores adequados (terminais de forquilha ou outros);
- 2 - A secção dos condutores de interligação do Contador de Produção ao Contador de Consumo deve ser dimensionada para a potência máxima admissível (PMA) da instalação de consumo;
- 3 - Quando o Inversor não for dotado com transformador de isolamento ou disjuntor diferencial deverá este ser intercalado entre aquele e o Contador de Produção;
- 4 - O esquema de ligação do Contador de Produção ao Contador de Consumo mantém-se quando este for trifásico.

#### LEGENDA

- ACE - Aparelho de Corte de Entrada
- CG - Corte Geral
- QE - Quadro de Entrada
- CC - Contador de Consumo
- CP - Contador da unidade de microprodução (acessível ao distribuidor)
- SF - Seccionador fusível unipolar+neutro
- R/E - Ramal / Entrada

## Guia Prático de Instalações de Microprodução

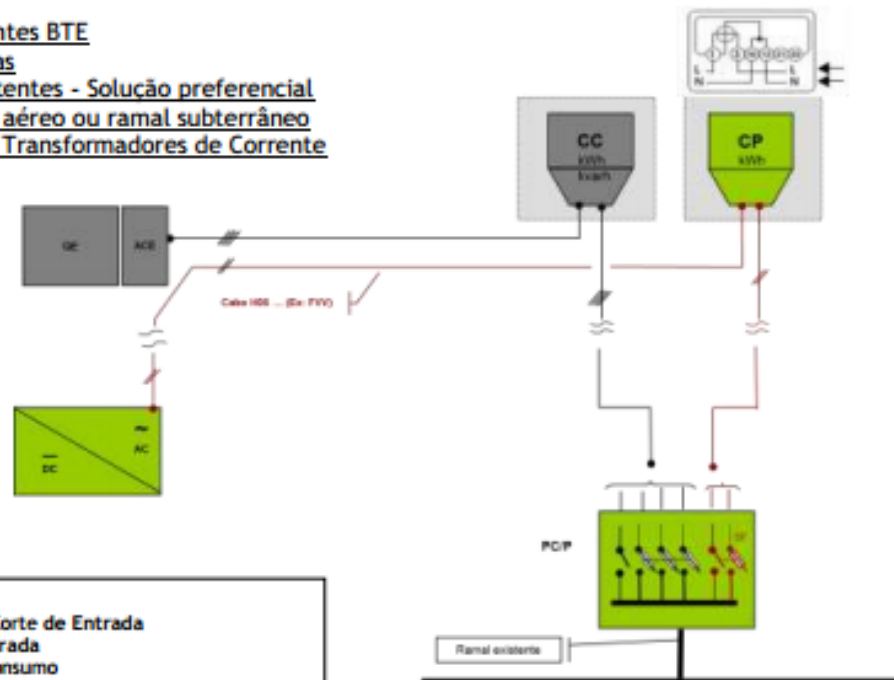
### Solução E - Clientes BTE

#### Instalações Novas

#### Instalações Existentes - Solução preferencial

#### Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo

#### Instalações sem Transformadores de Corrente



#### LEGENDA

- ACE - Aparelho de Corte de Entrada
- QE - Quadro de Entrada
- CC - Contador de Consumo
- CP - Contador da unidade de microprodução (acessível ao distribuidor)
- SF - Seccionador fusível unipolar+neutro
- PC/P - Portinhola de Consumo/Produção

## Guia Prático de Instalações de Microprodução

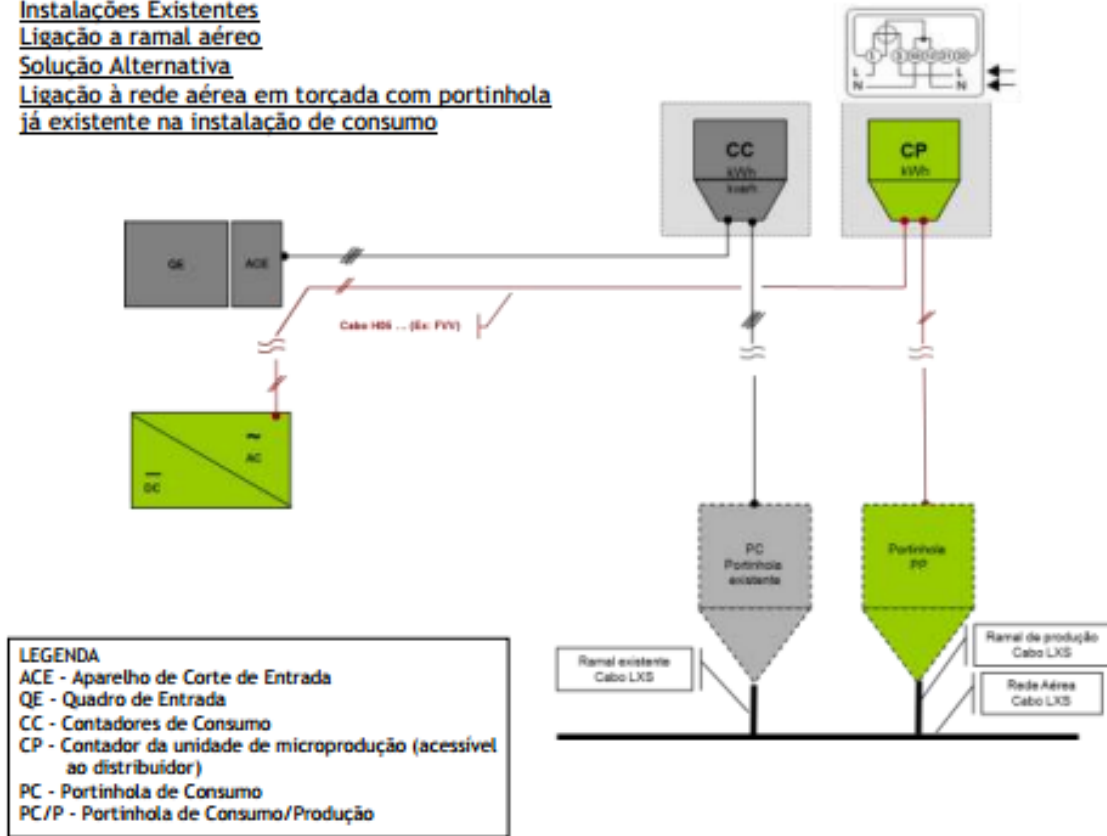
### Solução F - Clientes BTE

#### Instalações Existentes

#### Ligação a ramal aéreo

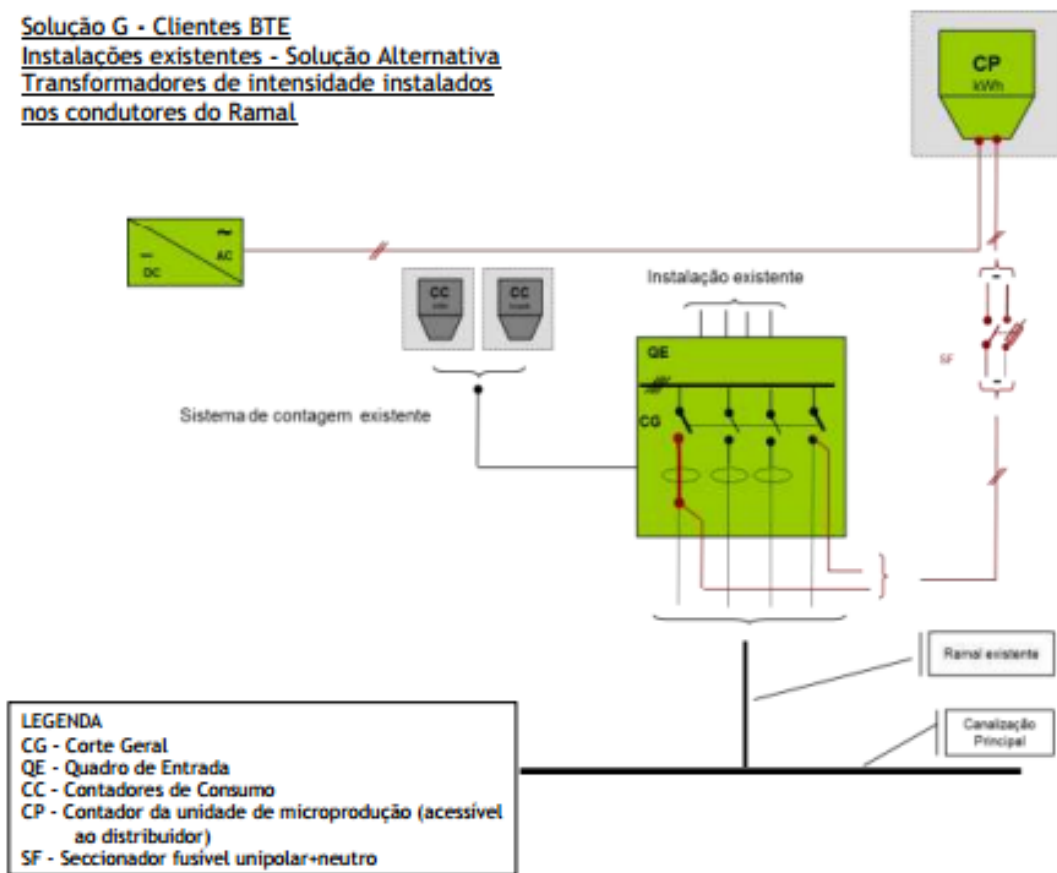
#### Solução Alternativa

#### Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo



## Guia Prático de Instalações de Microprodução

### Solução G - Clientes BTE Instalações existentes - Solução Alternativa Transformadores de intensidade instalados nos condutores do Ramal

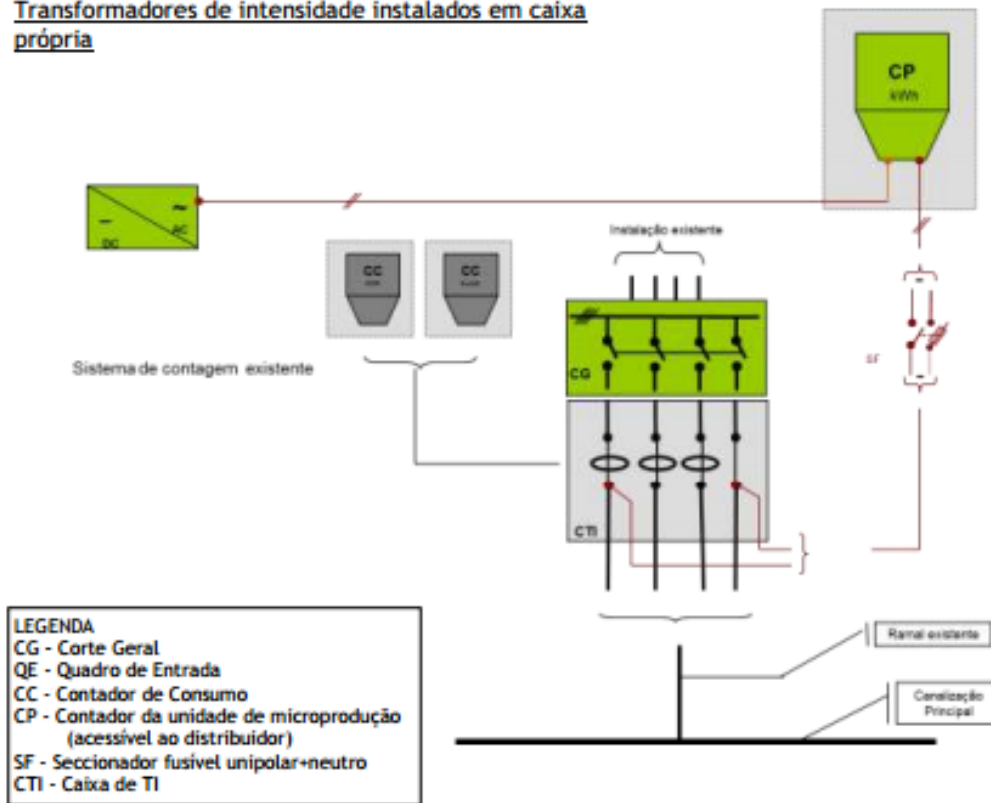


## Guia Prático de Instalações de Microprodução

### Solução H - Clientes BTE

#### Solução Alternativa

#### Transformadores de intensidade instalados em caixa própria





## Guia Prático de Instalações de Microprodução

---

### Bibliografia

- [www.renovaveisnadora.pt](http://www.renovaveisnadora.pt)
- DTI/Pub URN 02/788 *Photovoltaics in buildings - Guide to the installation of PV systems*;
- UTE *Union Technique de L'Electricite - Guide Pratique Installations photovoltaiques*; Février 2008.

## Anexo III – Eficiência das diversas tecnologias de células solares

