



Energia Fotovoltaica

manual sobre tecnologias, projecto e instalação





O presente volume, parte integrante de uma edição de três volumes técnicos, resulta do trabalho levado a cabo no âmbito de um projecto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, designadamente do programa ALTENER, o qual visa promover a utilização das Fontes de Energia Renováveis (FER) no espaço Europeu.

O projecto em causa, designado por "GREENPRO", decorreu entre Fevereiro de 2002 e Janeiro de 2004, e envolveu um conjunto de parceiros que representaram cinco países da União Europeia, nomeadamente a Holanda, a Alemanha, a Itália, o Reino Unido e Portugal. Em todos estes países serão de igual forma editados os três mencionados volumes técnicos nos respectivos idiomas.

Com o objectivo de fornecer um documento de referência a todos aqueles que se interessam pela temática das renováveis, partiu-se de originais elaborados na Alemanha. Posteriormente cada país procedeu então à necessária tradução e adaptação, no âmbito da especificidade de cada realidade nacional.

Pretendeu-se com o formato em causa proceder à apresentação de informação de cariz essencialmente prático, sem descurar no entanto a fundamentação teórica dos aspectos mais relevantes.

Esperamos desta forma que a presente série de documentos possa ser da máxima utilidade para todos os que de algum modo pretendam contactar com as energias renováveis - arquitectos, engenheiros, empreiteiros, instaladores, proprietários de imóveis, estudantes, entre outros, quer ao nível de projectos de investimento de natureza pessoal, quer no contexto de actividades profissionais.

Janeiro de 2004





ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1.1
2	CONHECIMENTOS ELEMENTARES	2.1
2.1	Sistemas e aplicações fotovoltaicos	2.1
2.1.1	Panorama geral	2.1
2.1.2	Sistemas autónomos	2.1
1.	Gerador fotovoltaico	2.5
2.	(um ou vários módulos fotovoltaicos, maioritariamente dispostos em paralelo)	2.5
3.	Regulador de carga	2.5
4.	Acumulador	2.5
5.	Consumidor	2.5
2.1.3	Sistemas ligados à rede	2.6
2.2	Radiação solar	2.8
2.2.1	O Sol como fonte de energia	2.8
2.2.2	Distribuição da radiação solar	2.9
2.2.3	Radiação directa e difusa	2.10
2.2.4	Definição do ângulo	2.11
2.2.5	Posição e espectro do Sol	2.12
2.2.6	Radiação solar em planos inclinados	2.14
2.2.7	Reflexão na Terra	2.15
2.2.8	Processos de medição da radiação solar	2.16
2.2.9	O aumento da produção energética seguindo-se o movimento do Sol	2.17
2.3	Efeito fotovoltaico e função das células solares	2.20
2.3.1	Princípios funcionais de uma célula solar	2.20
2.3.2	Estrutura e função de uma célula solar de silício cristalino	2.22
2.4	Tipos de Células	2.23
2.4.1	Células de silício cristalino	2.23
2.4.2	Células de película fina	2.37
2.1.1		2.45
2.4.3	Células híbridas: Células solares HCl	2.45
2.4.4	Comparação entre os diferentes tipos de células solares	2.46
2.5	Propriedades eléctricas das células solares	2.47
2.5.1	Diagrama do circuito equivalente das células solares	2.47
2.5.2	Parâmetros celulares e curvas características da célula solar	2.53
2.5.3	Sensibilidade espectral	2.56
2.5.4	Eficácia da célula solar e dos módulos fotovoltaicos	2.57
3	COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	3.1
3.1	Módulos fotovoltaicos	3.1
3.1.1	Encadeamento de Células	3.1
3.1.2	Encapsulamento da célula	3.2
3.1.3	Tipos de módulos	3.5
3.1.4	Opções de desenho para os módulos fotovoltaicos	3.8
3.1.5	Contactos eléctricos do módulo e caixas de junção	3.17
3.1.6	Símbolos eléctricos	3.18
3.1.7	Curvas características dos módulos	3.19
3.1.8	Parâmetros do módulo	3.20
3.1.9	Características eléctricas de módulos fotovoltaicos cristalinos	3.21
3.1.10	Pontos quentes, díodos de derivação e sombreamento	3.24
3.1.11	Características eléctricas dos módulos de película fina	3.27
3.1.12	Certificação da qualidade dos módulos	3.31
3.2	Caixa de junção geral, díodos de bloqueio das fileiras e fusíveis	3.34
3.3	Inversores	3.36
3.3.1	Símbolos eléctricos e função	3.36

3.3.2	Inversores comutados pela rede	3.38
3.3.3	Inversores auto-controlados	3.39
3.3.4	Parâmetros, curvas características e propriedades dos inversores	3.43
3.3.5	Tipos de inversores e tamanhos de construção para várias classes de potência	3.48
3.3.6	Outros desenvolvimentos tecnológicos	3.50
3.4	Cabos	3.52
3.4.1	Cabos do gerador	3.52
3.4.2	Cabo principal DC	3.54
3.4.3	Cabo de ligação AC	3.54
3.5	Material da instalação	3.54
3.6	Interruptor principal DC	3.54
3.7	Equipamento de protecção AC e aparelhos de medida	3.55
3.8	Acumuladores	3.55
3.8.1	Constituição e funcionamento das baterias de ácido de chumbo	3.56
3.8.2	Tipologia e características das baterias de ácido de chumbo	3.57
3.8.3	Desempenho e características dos acumuladores de ácido de chumbo	3.61
3.8.4	Efeitos do envelhecimento	3.64
3.8.5	Critérios de selecção	3.65
3.8.6	Manutenção e informação de segurança	3.66
3.8.7	Reciclagem	3.67
3.9	Controladores de carga	3.67
3.9.1	Controladores série	3.69
3.9.2	Controladores Shunt (ligação em paralelo)	3.70
3.9.3	Protecção por depleção	3.70
3.9.4	Controladores de carga MPP	3.71
3.10	Inversor autónomo	3.72
3.10.1	Inversores de onda sinusoidal	3.73
3.10.2	Inversores trapezoidais	3.73
3.10.3	Critérios de aplicação de inversores em sistemas autónomos	3.74
4	LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DA INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE SOMBREAMENTOS	4.1
4.1	Visita e levantamento das características do local da instalação	4.1
4.2	Consulta ao cliente	4.2
4.3	Levantamento de dados do local, incluindo os potenciais sombreamentos	4.3
4.3.1	Tipos de sombreamento	4.3
4.3.2	Análise de sombreamentos	4.5
4.3.3	Sombreamentos e concepção do sistema fotovoltaico	4.7
4.3.4	Sombreamento em campos fotovoltaicos inclinados	4.11
4.4	Questionário para a caracterização do prédio	4.12
5	PLANEAMENTO E CONCEPÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM LIGAÇÃO À REDE	5.1
5.1	Dimensionamento do sistema e selecção do módulo fotovoltaico	5.1
5.2	Concepção do sistema fotovoltaico	5.2
5.2.1	Conceito do inversor central	5.2
5.2.2	Conceito dos inversores de cadeia de módulos	5.4
5.2.3	Conceito das unidades integradas inversor/módulo	5.6
5.3	Local da instalação do inversor	5.8
5.4	Dimensionamento do inversor	5.8
5.4.1	Determinação da potência	5.8
5.4.2	Escolha da tensão de entrada	5.9
5.4.3	Determinação do número de fileiras	5.12
5.4.4	Dimensionamento através de programas de simulação	5.12
5.5	Dimensionamento dos cabos	5.13
5.5.1	Dimensionamento do cabo da fileira	5.15
5.5.2	Dimensionamento do cabo principal DC	5.19

5.5.3	Dimensionamento do cabo de alimentação AC	5.20
5.6	Seleção das caixas de junção do gerador e dimensionamento do interruptor principal DC	5.21
5.7	Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra	5.22
5.7.1	Protecção contra descargas atmosféricas directas	5.23
5.7.2	Protecção contra descargas atmosféricas indirectas	5.23
5.7.3	Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobre-tensões em prédios desprotegidos	5.25
5.7.4	Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobretensões em prédios previamente protegidos	5.26
5.7.5	Ligações à terra e equipotenciais	5.27
5.7.6	Variantes das protecções contra descargas atmosféricas e das protecções de terra	5.28
5.8	Ligação à rede eléctrica pública	5.29
5.8.1	Estabelecimento da ligação à rede	5.29
5.8.2	Protecção de interligação	5.31
5.8.3	Alojamento e ligação do contador	5.32
5.9	Elaboração da proposta técnica-comercial do projecto	5.32
5.9.1	Custos	5.32
5.9.2	Afectação de tempo no projecto	5.34
5.9.3	Exemplos de cotações	5.36
5.9.4	Descrição, tipos e características dos equipamentos;	5.38
5.9.5	Elaboração da memória descritiva do projecto;	5.38
5.10	Estimativa de produção de energia	5.39
5.11	Regulamentos e disposições construtivas	5.41
5.11.1	Produtos e tipos de construção	5.41
5.11.2	Normas internacionais	5.45
5.12	Fichas de registo de dados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico	5.45
6	PLANEAMENTO E DESENHO DE SISTEMAS AUTÓNOMOS	6.1
6.1	Introdução	6.1
6.2	Cálculo do consumo de energia eléctrica	6.2
6.3	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	6.3
6.3.1	Modelo para o cálculo da energia que é produzida por um gerador fotovoltaico	6.4
6.3.2	Consideração das perdas da linha, de conversão e de desajustamento	6.4
6.3.3	Resumo dos resultados obtidos	6.5
6.3.4	Descrição sumária do método de cálculo para o dimensionamento de um gerador fotovoltaico, tomando como exemplo a pequena casa de férias	6.7
6.4	Dimensionamento das secções transversais dos cabos	6.7
6.5	Dimensionamento do acumulador	6.10
6.6	Aplicação de um inversor	6.11
6.7	Sistema híbrido	6.11
7	SOFTWARE E PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	7.1
7.1	Uso de software e de programas de simulação	7.1
7.2	Avaliação dos resultados da simulação	7.2
7.3	Simulação de sombreamentos	7.3
7.4	Análise geral do mercado e classificação dos programas de simulação	7.3
7.5	Descrição dos programas	7.3
7.5.1	Programas de cálculo	7.4
7.5.2	Programas de simulação por passo de tempo	7.4
7.5.3	Simulação de sistemas	7.13
7.5.4	Complemento dos programas e fontes de dados	7.14
7.5.5	Programas de desenho e de suporte	7.16
7.5.6	Programas de simulação baseados na Internet	7.17
7.6	Tabelas de resumo dos programas	7.18
8	MONTAGEM E INTEGRAÇÃO EM EDIFÍCIOS	8.1

8.1	Introdução	8.1
8.2	Conceitos gerais	8.1
8.2.1	As funções de um telhado	8.1
8.2.2	Formas do telhado	8.2
8.2.3	Revestimento do telhado	8.3
8.2.4	Telhados inclinados	8.6
8.2.5	Telhado plano	8.7
8.3	Telhados inclinados	8.8
8.3.1	Sistemas montados no telhado	8.8
8.3.2	Sistemas integrados no telhado	8.20
8.4	Telhados planos	8.49
8.4.1	Sistemas montados no telhado	8.49
8.4.2	Sistemas integrados no telhado	8.56
8.5	Noções básicas sobre fachadas	8.59
8.5.1	Estruturas exteriores das paredes	8.59
8.6	Fachadas Fotovoltaicas	8.64
8.6.1	Ecrãs fotovoltaicos	8.65
8.7	Coberturas de vidro	8.73
8.8	Dispositivos solares de sombreamento	8.78
8.8.1	Sombreamento fixo	8.79
8.8.2	Outros dispositivos solares de sombreamento	8.81
8.8.3	Sistemas de sombreamento móveis	8.82
9	INSTALAÇÃO, ARRANQUE E OPERAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	9.1
9.1	Introdução	9.1
9.2	Notas gerais de instalação	9.2
9.3	Requisitos de segurança para trabalhos efectuados em telhados	9.3
9.4	Instalação de um sistema fotovoltaico ligado à rede	9.6
9.4.1	Dados iniciais	9.6
9.4.2	Procedimentos para a instalação do sistema	9.6
9.5	Vistoria e licença de exploração	9.12
9.6	Falhas de funcionamento, falhas típicas e manutenção de sistemas fotovoltaicos	9.12
9.7	Identificação dos problemas	9.14
9.8	Dados operacionais de monitorização e sistema de qualidade	9.16
9.9	Resultados operacionais dos sistemas ligados à rede	9.17
9.10	Seguros para sistemas solares	9.19
9.10.1	Seguro de responsabilidade civil para terceiros	9.19
9.10.2	Danos sobre o sistema fotovoltaico	9.20
9.10.3	Coberturas contra danos em sistemas solares	9.20
10	VIABILIDADE ECONÓMICA, ASPECTOS POTENCIAIS E ECOLÓGICOS	10.1
10.1	Avaliação económica	10.1
10.2	Tendências dos custos	10.3
10.3	Evolução da tecnologia	10.5
10.4	O Mercado fotovoltaico	10.6
10.5	Potencial da tecnologia fotovoltaica em Portugal	10.8
10.6	Avaliação ecológica	10.10
11	EMPRESAS DO RAMO SOLAR FOTOVOLTAICO	11.1

1 INTRODUÇÃO

O presente documento “Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação”, surge no contexto de um projecto Europeu, no âmbito de uma candidatura apoiada pelo programa Comunitário ALTENER.

Um dos principais objectivos deste projecto, foi o de proceder à edição de guias técnicos em áreas concretas de intervenção das Fontes de Energia Renováveis (FER), nomeadamente da “Bioenergia”, “Energia Solar Térmica” e da “Energia Solar Fotovoltaica”. O trabalho realizado pela maior parte dos parceiros deste projecto, em representação de cinco países da União Europeia, consistiu na tradução de textos originais e respectivas adaptações no contexto da realidade de cada um dos países em causa.

O Instituto Superior Técnico, através do seu Departamento de Engenharia Mecânica, foi o representante de Portugal no presente projecto, tendo sido da sua inteira responsabilidade todo o processo de coordenação técnica, edição e distribuição das respectivas versões Portuguesas.

O guia técnico que respeita à área da intervenção da energia fotovoltaica (PV), constitui o objecto de trabalho das páginas que se seguem.

A elaboração do presente documento partiu de uma base de trabalho desenvolvida na Alemanha, no contexto de um país que nos últimos anos tem vindo a destacar-se na presente área tecnológica. A Alemanha, para além de um estágio bastante evoluído em termos de investigação e desenvolvimento da tecnologia dos painéis fotovoltaicos e de equipamentos complementares no presente tipo de sistemas (inversores, ...), apresenta hoje um sector industrial consolidado na área de produção de equipamento.

A Alemanha tem sido também autora de um conjunto de iniciativas institucionais nas áreas da certificação e de estratégias de incentivos, que têm merecido um reconhecimento ao nível Mundial.

Em termos de obra executada, este País tem demonstrado uma fortíssima capacidade de realização, apresentando uma área superior a 25% do valor da área total de sistemas PV actualmente em funcionamento em todo o Mundo.

Neste contexto, o trabalho que se segue apoiou-se de forma acentuada nos bons exemplos implementados no terreno por parte da Alemanha, tendo-se por objectivo não só fornecer um conjunto de instrumentos de apoio para os interessados na área de intervenção da energia fotovoltaica, desde projectistas até aos potenciais investidores, mas também chamar a atenção junto dos centros de decisão políticos e empresariais, de um potencial não explorado num País onde abunda o Sol.

Tendo por objectivo fazer um enquadramento do interesse desta tecnologia para Portugal, incluindo o seu contexto Europeu e Mundial, bem como apresentar algum do trabalho já desenvolvido por parte dos Centros de Decisão do Poder Central deste País com vista à desejada promoção da tecnologia fotovoltaica, apresentam-se de seguida algumas referências sobre Directivas e Protocolos estabelecidos ao nível da União Europeia, e Programas, Decretos Lei e Diplomas já elaborados e apresentados de forma oficial por parte do Governo Português.

Directiva 2001/77/CE de 27 de Setembro de 2001

A Directiva **2001/77/CE** de 27 de Setembro de 2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, constituiu um inequívoco reconhecimento por parte da União Europeia, no que se refere à actual prioridade para a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável (FER) no espaço Europeu.

A data limite para a transposição desta Directiva para o ordenamento jurídico nacional, foi 27 de Outubro de 2003.

No âmbito desta Directiva, a título indicativo, Portugal apresentou o compromisso de ter como meta em 2010, 39% de energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis, no contexto do consumo bruto nacional de electricidade.

Assim, para 2010, onde é estimado para o Continente Português um consumo bruto de energia eléctrica da ordem dos 62 TWh, implicará que a produção de energia eléctrica a partir da FER deverá ser superior a 24 TWh.

Protocolo de Quioto, Convenção Quadro das Nações Unidas

O crescimento da percentagem do consumo da energia eléctrica produzida a partir das FER, ocupa um importante espaço no pacote de medidas preconizadas no âmbito do cumprimento do Protocolo de Quioto.

Em termos da política ambiental da União Europeia, a produção de energia eléctrica a partir das FER, aparece integrada entre as estratégias prioritárias definidas no âmbito das preocupações das alterações climáticas, em particular no âmbito da desejada redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE).

Programa E4

As acções e metas previstas no âmbito do “Programa E4”, Resolução do Conselho de Ministros Nº 154/2001, de 27 de Setembro, organizam-se num contexto de uma estratégia nacional que passa pelas fontes de energia renovável (FER). Desta forma se procurou responder aos desafios que o País se propôs atingir, nomeadamente no que se refere à duplicação da disponibilidade de potência e de energia eléctrica de origem renovável, num período de 10 a 15 anos.

Dentro das medidas previstas pelo E4 que se encontram mais directamente relacionadas com o âmbito da Directiva 2001/77/CE, e que se destaca o seu interesse no âmbito da tecnologia fotovoltaica, temos a agilização do acesso e incentivo ao rápido desenvolvimento da produção de energia eléctrica a partir das FER, a promoção das FER com potencial a médio prazo (onde se inclui a energia fotovoltaica) e a promoção da micro-geração de electricidade a partir da energia solar fotovoltaica.

No E4 é traçada uma primeira meta Nacional para a energia fotovoltaica, nomeadamente de 50 MW.

Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003

Com a presente Resolução do Conselho de Ministros, é revogada a Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001, de 19 de Outubro, que aprovou o Programa **E4**. Neste documento, o Governo Português considera que a política energética Portuguesa assenta sobre três eixos estratégicos, entre os quais se destaca a necessidade de se assegurar a segurança do abastecimento Nacional e fomentar o desenvolvimento sustentável.

Nesta resolução do Conselho de Ministros, são apresentadas metas indicativas para a produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia renovável. A meta de 50 MW traçada pelo E4 para a área da energia fotovoltaica, é pelo presente documento ampliada para 150 MW.

Diplomas Publicados

Entre os diplomas já publicados em Portugal com especial interesse para a produção de energia eléctrica a partir das FER, e com especial interesse no âmbito de intervenção do

presente documento – produção de energia eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos, temos os seguintes Decretos Lei e Portarias:

Portaria nº 764/2002 de 1 Julho: Estabelece os tarifários aplicáveis às instalações de produção de energia eléctrica em baixa tensão, licenciadas ao abrigo do Dec.-Lei nº 68/2002.

Portaria n.º 383/2002 de 10 de Abril: No contexto do Programa E4, foi necessário proceder a alguns ajustamentos na portaria nº 198/2001, de 13 de Março, que criou a “*Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos*” (MAPE), por sua vez já alterada pela Portaria nº 1219-A/2001, de 23 de Outubro. É definido um regime de incentivos financeiros, num contexto de atribuição de subsídios reembolsáveis e a fundo perdido, considerando como elegíveis os projectos relativos a centros de produção de energia eléctrica com utilização de fontes renováveis. Esta medida, inserida no eixo 2 do Programa Operacional da Economia (POE) do QCA III, estará em vigor no período entre 2000 a 2006.

Decreto-Lei nº68/2002 de 25 de Março: Regula o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT).

Decreto-Lei nº 339 - C/2001 de 29 de Dezembro: Actualizou o Dec. Lei nº 168/99 de 18 de Maio, que define o regime aplicável à remuneração da produção de energia eléctrica, no âmbito da produção em regime especial do Sistema Eléctrico Independente (SEI). A Tarifa verde, que considera uma mais valia em função dos benefícios ambientais proporcionados, determina uma tarifa diferenciada positiva, no que respeita à remuneração do kWh produzido a partir de fontes renováveis vendido à rede eléctrica pública.

Decreto-Lei nº 312/2001 de 10 de Dezembro: Define o novo regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público, proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico independente.

Decreto Lei Nº 168/99 de 18 de Maio: Revê o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do Sistema Eléctrico Independente (SEI), que se baseia na utilização de recursos renováveis. A presente legislação estabeleceu uma tarifa diferenciada para a entrega de energia eléctrica na rede pública de distribuição. Regula a actividade de produção de energia eléctrica integrada nos termos do Decreto-Lei nº182/95, de 27 de Julho.

Decreto – Lei 313-95 de 24 de Novembro: Estabelece no âmbito do SEI, o regime jurídico do exercício de actividade de produção de energia eléctrica em aproveitamentos hidroeléctricos, bem como da produção de energia eléctrica a partir das FER.

Para a produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia renováveis, existem em Portugal, basicamente, dois mecanismos de apoio: i) um regime jurídico, que considera uma remuneração diferenciada por tecnologia das FER e respectivo regime de exploração; ii) e uma medida de apoio ao investimento inicial de projectos de produção de energia a partir das FER.

Em termos da meta anteriormente referida de 150 MW (conforme Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003), sobre o actual enquadramento legal no que respeita ao potencial de expansão nacional dos investimentos na área da energia fotovoltaica, poderemos fazer dois tipos de comentários, que talvez nos possam ajudar a entender o seu real valor. Por um lado, no que respeita ao valor anterior de 50 MW, sem dúvida alguma de que se tratou de um importante aumento, revelando uma actual perspectiva de crescente interesse por parte do Governo Português. Por outro lado, em termos do enquadramento desta meta no que respeita a resultados de estudos efectuados sobre o cenário energético nacional, será de realçar os estudos efectuados pela REN, onde é referido, para o horizonte de 2010, uma possibilidade de evolução da potência instalada até 400 MW, no que respeita à injeção de energia eléctrica na rede pública de distribuição a partir de sistemas fotovoltaicos.



2 CONHECIMENTOS ELEMENTARES

2.1 Sistemas e aplicações fotovoltaicos

2.1.1 Panorama geral

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas ligados à rede e em sistemas autónomos. No último caso, o aproveitamento da energia solar precisa de ser ajustado à procura energética. Uma vez que a energia produzida não corresponde (na maior parte das vezes) à procura pontual de energia de um consumidor concreto, torna-se obrigatório considerar um sistema de armazenamento (baterias) e meios de apoio complementares de produção de energia (sistemas híbridos).

No caso dos sistemas com ligação à rede, a rede pública de distribuição de electricidade opera como um acumulador de energia eléctrica. Contrastando com o caso Português, em alguns países, como é o caso da Alemanha, a maioria dos sistemas fotovoltaicos encontram-se ligados à rede. Nestes sistemas, a totalidade da energia produzida é injectada na rede pública de distribuição de energia eléctrica, como resultado da receita adicional que é conseguida pelo maior valor que é pago, por cada unidade de energia eléctrica produzida por sistemas fotovoltaicos. Ainda no caso da Alemanha, há previsões no sentido de que, no ano 2050, os sistemas fotovoltaicos possam ser responsáveis por uma fatia significativa da energia eléctrica fornecida (cerca de um terço).

Nos próximos anos, será de prever que os sistemas fotovoltaicos sejam progressivamente instalados na Europa. A longo prazo, será mesmo de prever um aumento generalizado da sua procura.

Paralelamente, os sistemas autónomos assumirão um papel de grande relevo nos países em vias de desenvolvimento. A indústria fotovoltaica local poderá ter um papel chave na crescente implementação deste tipo de sistemas domésticos.

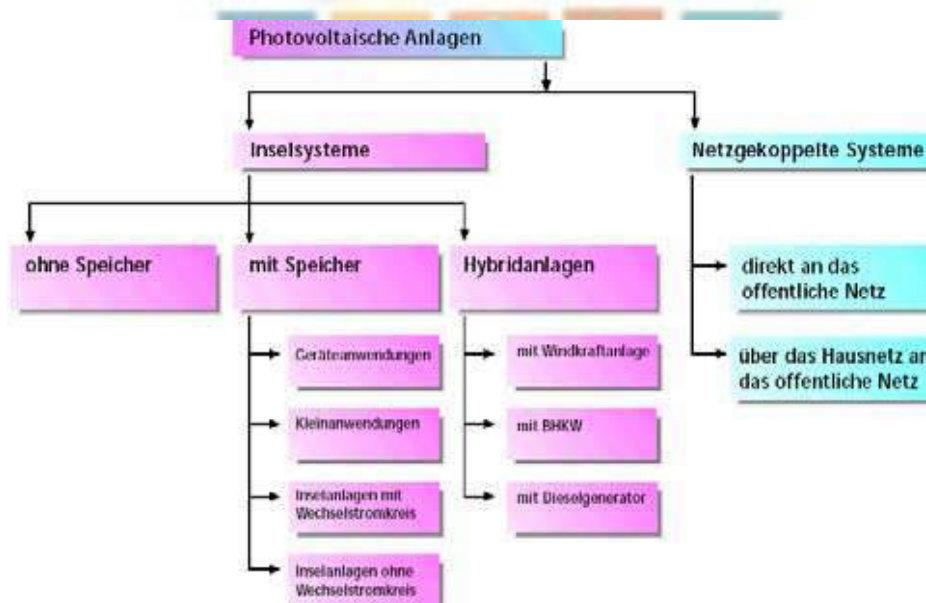


Figura 2.1

2.1.2 Sistemas autónomos

Os sistemas autónomos constituíram o primeiro campo de operação económica da tecnologia fotovoltaica. A aplicação deste tipo de sistemas autónomos, observa-se onde o fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia eléctrica, não se verifica por razões técnicas e/ou económicas. Nestes casos, os sistemas fotovoltaicos autónomos podem constituir alternativas com uma vertente económica de elevado interesse.

Este cenário vem ao encontro do grande potencial para a implementação dos sistemas autónomos nos países em vias de desenvolvimento, onde se encontram grandes áreas que permanecem sem fornecimento de energia eléctrica. As sucessivas evoluções tecnológicas e a diminuição dos custos de produção nos países industrializados, poderão também contribuir para a generalização deste tipo de aplicação.

No campo das pequenas aplicações solares de fornecimento de energia eléctrica, também podemos observar consideráveis avanços: calculadoras electrónicas, relógios, carregadores de pilhas, lanternas e rádios, são alguns dos exemplos conhecidos do uso bem sucedido das células solares em sistemas autónomos de reduzida dimensão.



Figura 2.2 – Batedor de leite
Imagem: Solarc



Figura 2.3 - Candeeiro de jardim
Imagem: Solarwatt



Figura 2.4 – Carregador de pilhas
Imagem: Solarc

Exemplos adicionais de sistemas autónomos típicos:

Estruturas móveis (carros, caravanas, barcos, ...)



Figura 2.5 – Carro movido a energia solar



Figura 2.6 - Triciclo com cobertura de um sistema solar, para alimentação de uma arca frigorífica de gelados

Sepp Fiedler; Solar Lifestyle GmbH



Figura 2.7 – Barco movido a energia solar

Imagem: D.A. Seebacher; Fa. Aquawatt Yachtbau

Cabanas remotas dos Alpes (moradias de fim de semana), electrificação de povoações em países em vias de desenvolvimento



Figura 2.8 – Cabana nos Alpes com um pequeno sistema autónomo

Imagem: Fa. Sonnenschein



Figura 2.9 – Excursão à Inn Rappenecker Hof – 70% da energia é fornecida por um sistema fotovoltaico

Telefones de emergência, parquímetros, bóias



Figura 2.10 – Iluminação de uma paragem de autocarro com energia solar



Figura 2.11 – Sistema fotovoltaico para o fornecimento de energia a bóias de sinalização marítima

Aplicações na horticultura e no paisagismo



Figura 2.12 - Sistema fotovoltaico com um desenho semelhante a uma flor, para uma fonte em Mauerpark Prenzlauer Berg, Berlim

Sistemas solares de bombagem de água para garantir o fornecimento de água potável e água para irrigação



Figura 2.13 – Sistema solar de bombagem de água para garantir o fornecimento de água potável
Imagem: Fa. Siemens

Na prática, os sistemas autónomos precisam de acumular energia, para compensar as diferenças existentes no tempo entre a produção de energia e a sua procura. As baterias recarregáveis são consideradas apropriadas como acumuladores de energia. Em geral, a utilização de acumuladores obriga a que se torne indispensável a utilização de um regulador de carga adequado que faça a gestão do processo de carga, por forma a proteger e garantir uma elevada fiabilidade e um maior tempo de vida útil dos acumuladores. Assim sendo, um sistema autónomo típico consta dos seguintes componentes:

1. Gerador fotovoltaico
2. (um ou vários módulos fotovoltaicos, maioritariamente dispostos em paralelo)
3. Regulador de carga
4. Acumulador
5. Consumidor

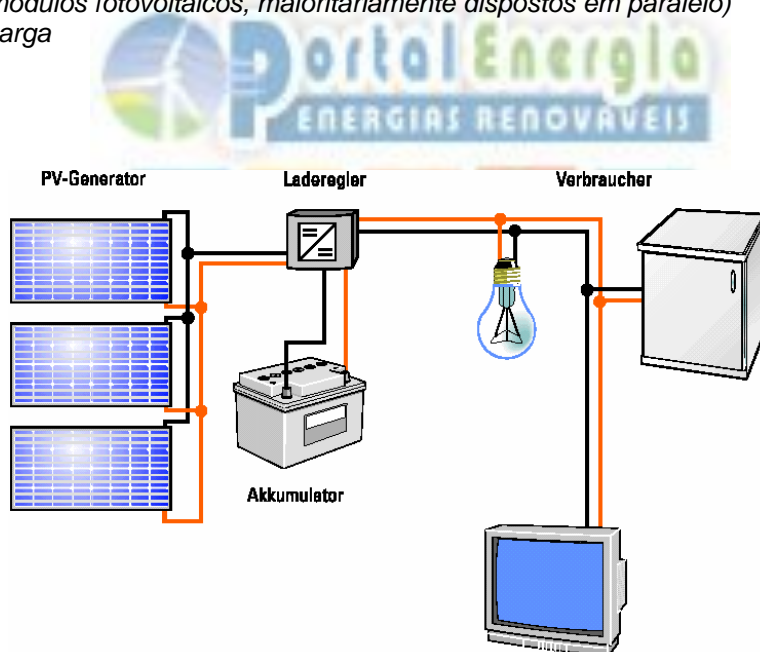


Figura 2.14 - Princípio de um sistema fotovoltaico autónomo

Os acumuladores e os reguladores, bem como os inversores autónomos potencialmente mais utilizados, serão tratados no capítulo 3. No capítulo 6, toda a planificação de um sistema e o seu respectivo desenho final, serão ilustrados pormenorizadamente.

2.1.3 Sistemas ligados à rede

Será de prever na Europa um forte crescimento, no que respeita aos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede pública eléctrica. No caso concreto da Alemanha, os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, foram instalados com maior intensidade após a entrada em vigor de subsídios governamentais no âmbito do “Programa dos 1.000 telhados” (1991-1995). Com a posterior evolução para o “Programa dos 100.000 telhados” (desde 1999) e o “Decreto das Fontes de Energia Renovável” (EEG1/4/2000), o Governo

Federal lançou no mercado um conjunto de programas dinamizadores, os quais tiveram reconhecimento a nível mundial.

Um dos aspectos mais importantes dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, tem sido a sua **interligação** à rede pública eléctrica.

Um sistema fotovoltaico com ligação à rede é composto, normalmente, pelos seguintes componentes:

1. Gerador fotovoltaico (vários módulos fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem)
2. Caixa de junção (equipada com dispositivos de protecção e interruptor de corte principal DC)
3. Cabos AC-DC
4. Inversor
5. Mecanismo de protecção e aparelho de medida

Os componentes individuais serão descritos pormenorizadamente no capítulo 3. A figura a seguir mostra a estrutura principal de um sistema fotovoltaico com ligação à rede.

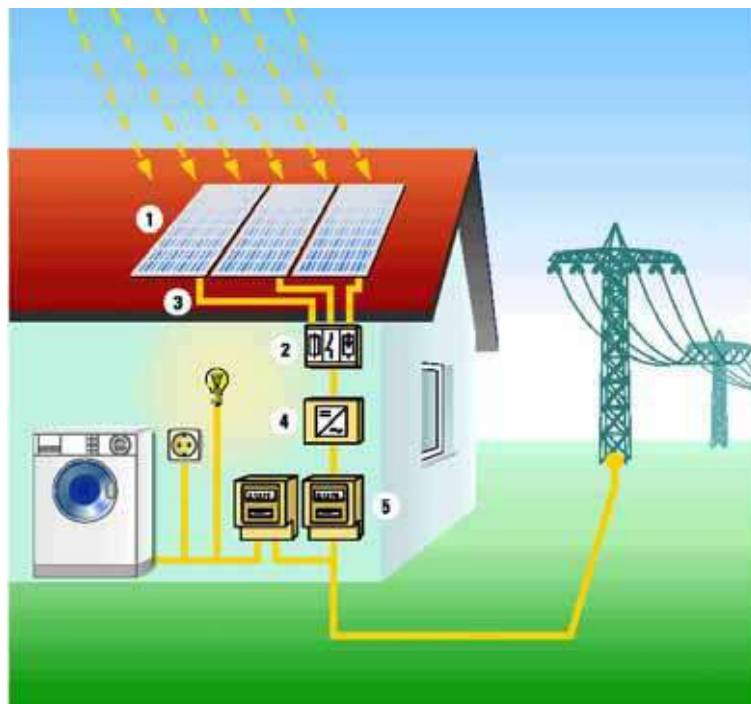


Figura 2.15 – Estrutura Principal de um sistema fotovoltaico com ligação à rede

De início, o local preferencial para a instalação técnica fotovoltaica, foi o topo dos telhados dos edifícios. Posteriormente, a integração dos sistemas fotovoltaicos em diferentes tipos de prédios (apartamentos, escolas, centros comerciais), tem vindo a ganhar um espaço cada vez maior. Paralelamente, a utilização da tecnologia fotovoltaica em diferentes formas de construção, como por exemplo nos painéis anti-ruído das auto-estradas, está também a crescer de forma acentuada. A grande variedade de opções actualmente disponíveis, em termos de alternativas técnicas, serão ilustradas pormenorizadamente no capítulo 8.

Um outro tipo de projecto, também em franca expansão, refere-se aos grandes projectos fotovoltaicos que são construídos à superfície do solo, formando grandes centrais fotovoltaicas ligadas à rede. Este tipo de projecto fotovoltaico tem vindo a ser promovido por empresas operadoras do sector eléctrico.



Figura 2.16 – Sistema fotovoltaico ligado à rede, instalado no telhado de uma casa familiar
Imagem: ENERGIEBISS



Figura 2.17 – Sistema fotovoltaico com ligação à rede numa área urbana, na zona comercial de Weiberwirtschaft em Berlin



Figura 2.18 - Sistema fotovoltaico com ligação à rede, encontrando-se a instalação fixada no solo
Imagem: Siemens

2.2 Radiação solar

2.2.1 O Sol como fonte de energia

O Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. O Sol é assim um enorme reactor de fusão.

Devido à grande distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte (aproximadamente duas partes por milhão) da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} KWh/ano. A figura 2.19 relaciona esta quantidade de energia, com o consumo anual de energia no mundo e com os recursos das energias de origem fóssil e nuclear.

Os tipos de energia predominantemente utilizados na era industrial são limitados. De acordo com a evolução da exploração das reservas de petróleo e de gás, é previsto que as reservas se esgotem nas três primeiras décadas do nosso século. Mesmo no caso de serem descobertos novos depósitos, apenas se prolongará a dependência da energia fóssil por mais algumas décadas.



Figura 2.19 – Conteúdo energético da radiação solar na superfície terrestre, em contraste com o consumo mundial de energia e com as reservas dos recursos de energia fóssil e nuclear dados: BMWi 2000

A quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes à procura global de energia. Assim, teríamos de utilizar apenas **0,01 %** desta energia para satisfazer a procura energética total da humanidade.

2.2.2 Distribuição da radiação solar

A intensidade da radiação solar fora da atmosfera, depende da distância entre o Sol e a Terra. Durante o decorrer do ano, pode variar entre $1,47 \times 10^8 \text{ km}$ e $1,52 \times 10^8 \text{ km}$. Devido a este facto, a irradiância E_0 varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio é designado por constante solar, $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$.

No entanto, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). O nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização. Ao adicionar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 . Este parâmetro varia de um modo significativo com as regiões, como se pode observar na figura 2.20.

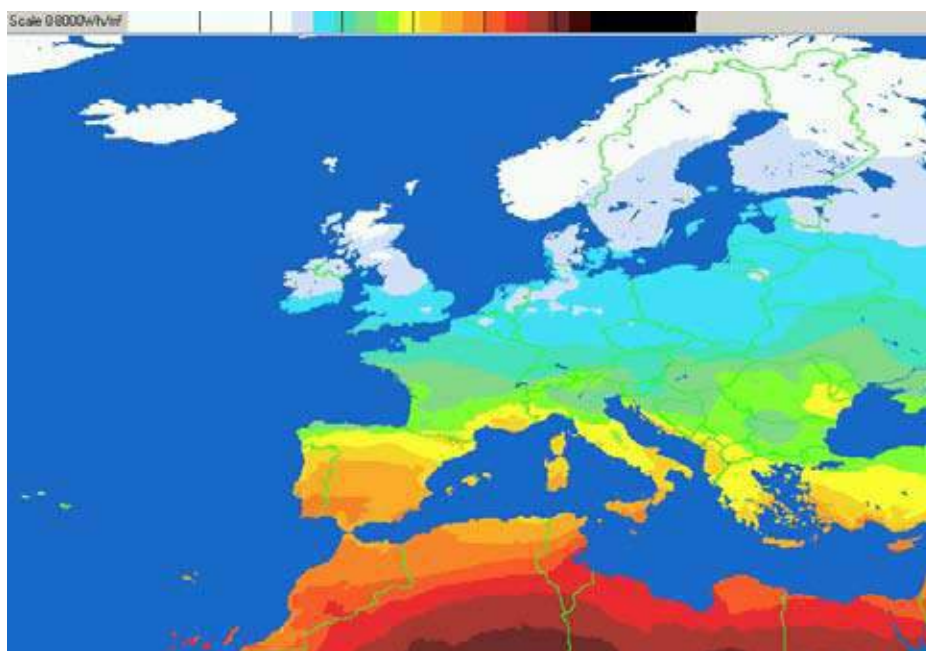


Figura 2.20 - Distribuição global da irradiação solar em Wh/m²

Fonte: Atlas Europeu de Radiação Solar - referência Scharmer, K and J. Greif, Eds (2000)

A irradiação solar, em algumas regiões situadas perto do Equador, excede **2.300 kWh/m²** por ano, enquanto que no sul da Europa não deverá exceder os **1.900 kWh/m²**. Em Portugal, este valor poderá situar-se entre os **1.300 kWh/m²** e os **1.800 kWh/m²**. São notáveis as diferenças sazonais existentes por toda a Europa, quando se observa a relação entre a radiação solar para os períodos de Verão e de Inverno.

Tabela 2.1 - Média mensal (1966-1975) de radiação global diária

Dados: Palz, W., Greif, J., European Solar Radiation Atlas, Springer, Berlím 1996

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

As diferenças regionais da irradiação solar em Portugal, são evidenciadas na figura a seguir. Os somatórios médios da radiação são indicados para um ano normal.

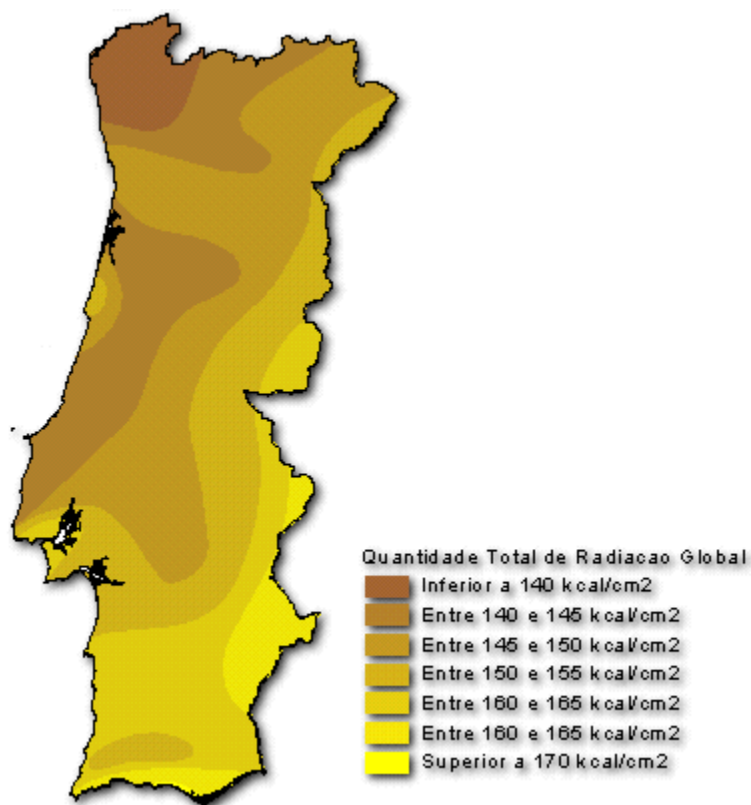


Figura 2.21 - Radiação global anual em Portugal
 Fonte: Atlas do Ambiente, Instituto do Ambiente

2.2.3 Radiação directa e difusa

A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fracção directa e por uma fracção difusa. A radiação directa vem segundo a direcção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objecto. Por outro lado, a radiação difusa carece de direcção específica.



Figura 2.22 – Luz solar no seu percurso através da atmosfera

A figura 2.23 apresenta as fracções da radiação diária directa e difusa, durante o período de um ano em Lisboa. Nos dias claros, a fracção da radiação directa prevalece. No entanto, na maioria dos dias cobertos de nuvens (especialmente no Inverno), a radiação solar é quase completamente difusa. Em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano, é cerca de **40 %** para **60 %** de radiação directa.

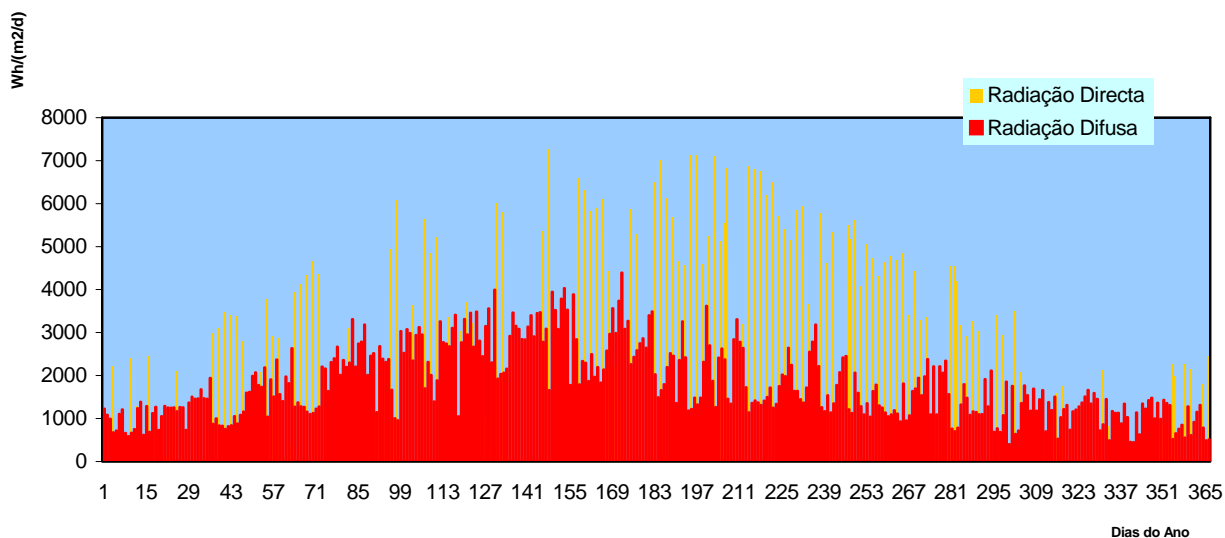


Figura 2.23 – Padrão típico da radiação directa e difusa total diária em Lisboa

2.2.4 Definição do ângulo

O conhecimento exacto da localização do Sol, é necessário para determinar os dados de radiação e a energia produzida pelas instalações solares. A localização do Sol pode ser definida em qualquer local, pela sua altura e pelo seu azimute. No campo da energia solar, o Sul é referido geralmente como $\alpha = 0^\circ$. O símbolo negativo é atribuído aos ângulos orientados a Leste (**Leste: $\alpha = -90^\circ$**) e o símbolo positivo aos ângulos orientados a Oeste (**Oeste: $\alpha = 90^\circ$**).

Representação de ângulos nas técnicas solares

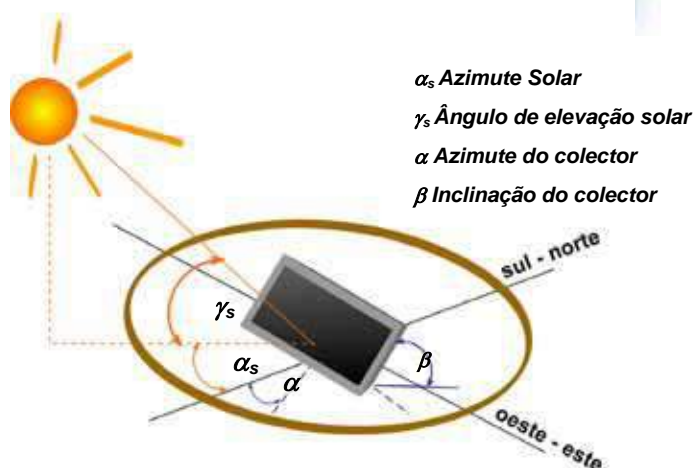


Figura 2.24 – Representação dos ângulos segundo as técnicas solares

Contudo, na arquitectura e na construção, o ângulo de azimute é 0° , referindo-se ao Norte. Os restantes ângulos surgem no sentido dos ponteiros do relógio (**Leste: $\alpha = 90^\circ$** ; **Sul: $\alpha = 180^\circ$** ; **Oeste: $\alpha = 270^\circ$**).

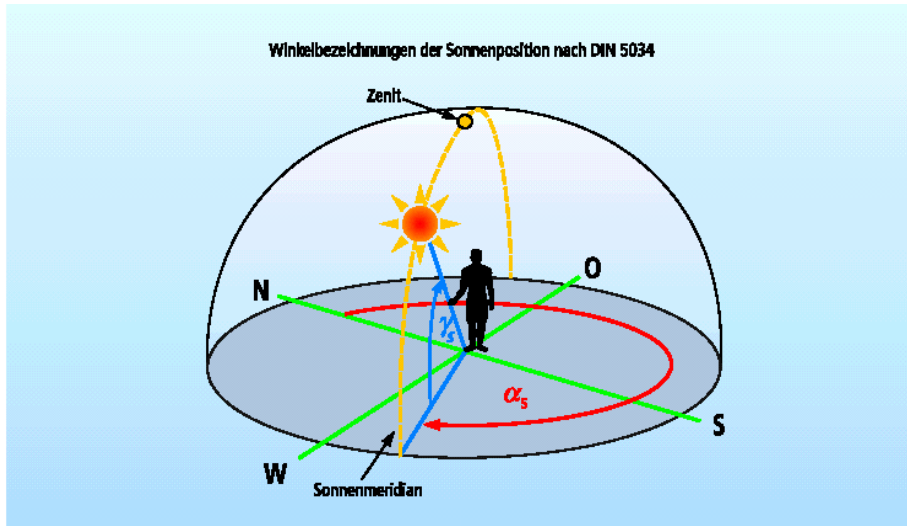


Figura 2.25 – Representação de ângulos da posição solar

2.2.5 Posição e espectro do Sol

A irradiância solar depende da altura do Sol ($=\gamma_s$). Esta é calculada a partir de uma base horizontal. Devido à trajectória do Sol, a altura do Sol muda durante o dia e também durante o ano.

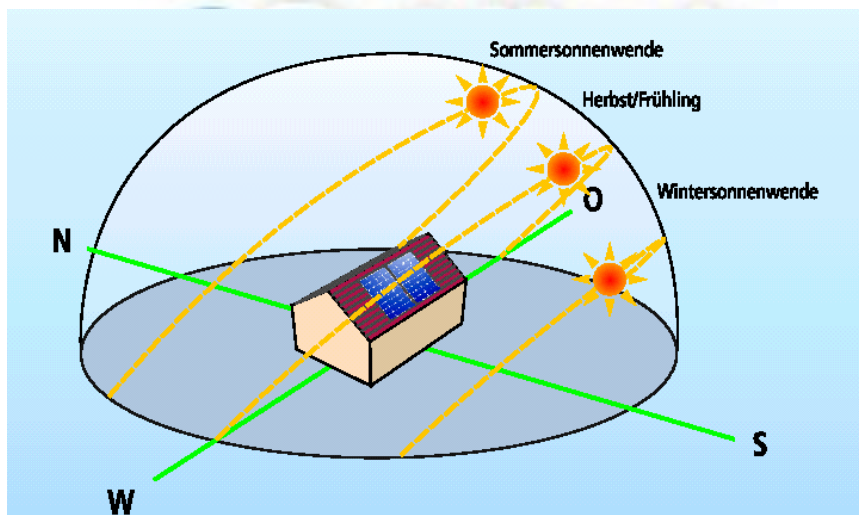


Figura 2.26 – Trajecto do Sol em determinados dias das estações

A luz solar toma o percurso mais curto através da atmosfera, quando a posição do Sol é perpendicular à superfície da Terra. Se o ângulo de incidência solar é mais baixo, o percurso através da atmosfera é mais longo. Nesta segunda posição, leva a uma maior absorção e difusão da radiação solar, o que implica uma menor irradiância. A Massa de Ar (factor **AM**), indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso, num determinado momento. A relação entre a posição do Sol (γ_s) e a Massa de Ar, é definida do seguinte modo:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s}$$

Neste contexto, **AM = 1** quando a posição do Sol é perpendicular ($\gamma_s = 90^\circ$). Isto corresponde à posição solar no equador ao meio dia, no início da Primavera ou do Outono.

A figura 2.27 mostra a posição mais alta do Sol, para a latitude de 39° (Santarém). A altura solar máxima é atingida no dia 21 de Junho, quando $\gamma_s = 74,3^\circ$. Equivale a uma Massa de Ar de **1,039**. No dia 22 de Dezembro, atinge-se a altura solar mínima $\gamma_s = 27,7^\circ$ e, respectivamente, uma Massa de Ar de **2,151**.

Como média anual para a Europa, utiliza-se uma Massa de Ar de **1,5**.

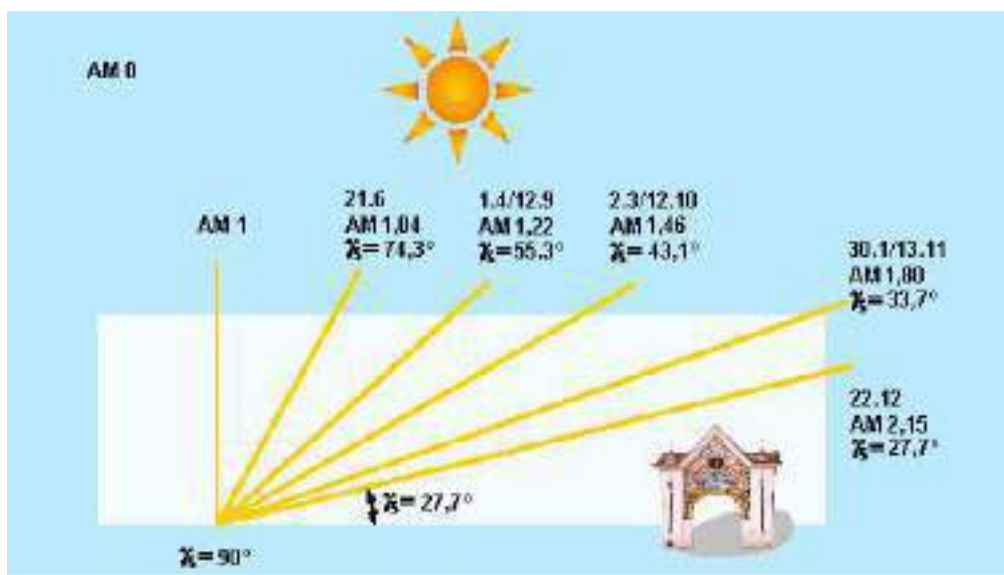


Figura 2.27 – A posição do Sol durante o período de um ano em Santarém

A radiação solar no espaço que não é influenciada pela atmosfera, é designado espectro **AM 0**.

No seu percurso através da atmosfera, a irradiância é reduzida por:

- Reflexão atmosférica
- Absorção pelas moléculas da atmosfera (O_3 , H_2O , O_2 , CO_2)
- Dispersão de Rayleigh (dispersão molecular)
- Dispersão de Mie (dispersão por partículas de pó e poluição do ar)

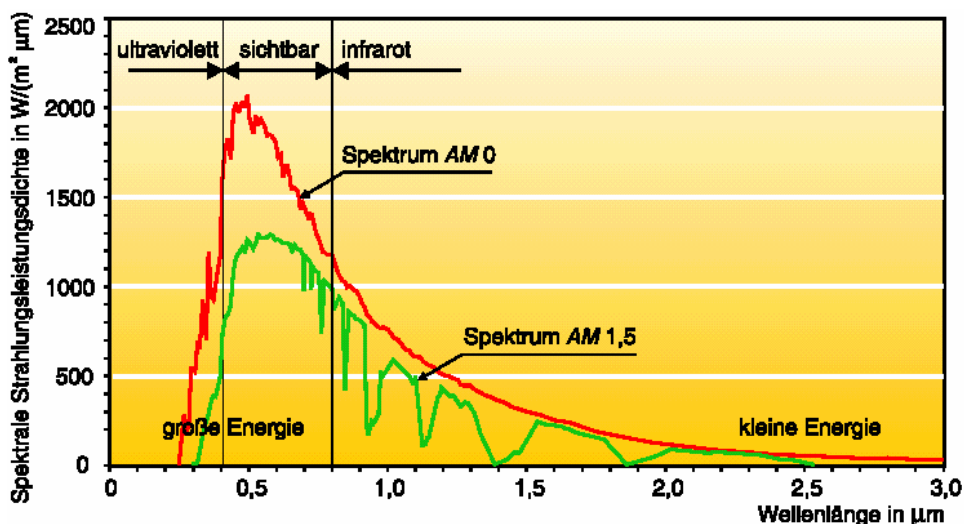


Figura 2.28 – Espectro solar AM 0 no espaço e AM 1,5 na Terra com uma altura solar de $41,8^\circ$

A tabela que se segue, mostra a dependência da irradiância com a altura do Sol (γ_s). A absorção e a dispersão de Rayleigh, aumentam com a diminuição da altura solar. A dispersão devida à poluição do ar (difusão de Mie), varia consideravelmente conforme a sua localização, sendo maior nas áreas industriais.

Influências climatéricas locais como as nuvens, a chuva ou a neve, levam a uma maior redução da radiação.

Tabela 2.2

γ_s	AM	Absorção	Dispersão de Rayleigh	Difusão de Mie	Redução Total
90°	1,00	8,7%	9,4%	0...25,6%	17,3...38,4%
60°	1,15	9,2%	10,5%	0,7...29,5%	19,4...42,8%
30°	2,00	11,2%	16,3%	4,1...44,9%	28,8...59,1%
10°	5,76	16,2%	31,9%	15,4...74,3%	51,8...85,4%
5°	11,5	19,5%	42,5%	24,6...86,5%	65,1...93,8%

2.2.6 Radiação solar em planos inclinados

A radiação solar é sempre maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões. Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar (telhados,...). A análise da radiação anual ajuda a equacionar a conveniência das áreas existentes, tendo em conta o seu aproveitamento solar. Para ilustrar este aspecto, a figura 2.29 mostra o exemplo de Lisboa, a qual representa a irradiação solar anual que incide numa área de um metro quadrado, em função do azimute e da altura solar (média a longo prazo).

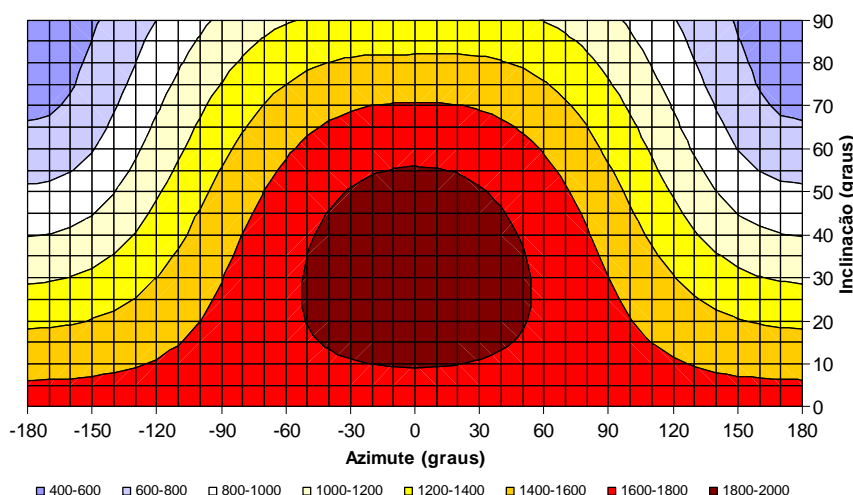


Figura 2.29 – Irradiação solar global para diferentes orientações da superfície receptora

A orientação da instalação solar, tem por resultado diferentes níveis de irradiação. Em Portugal, a orientação óptima de uma instalação é a direcção Sul, com um ângulo de 35° de inclinação. Neste caso, o nível de irradiação é quinze por cento maior do que numa área horizontal (ângulo de inclinação: $\beta = 0$).

A construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição óptima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação. Uma orientação para Sudoeste ou Sudeste dos telhados, ou uma inclinação entre 20° e 50°, implicam uma redução máxima da energia produzida de dez por cento. Os telhados com uma orientação que varie ainda mais da posição óptima, podem também ser explorados, mas nesta situação a menor irradiação deverá ser equacionada.

A utilização das fachadas para a integração de tecnologias solares (ângulo de inclinação $\beta = 90^\circ$) implica uma produção de energia menor, devido à redução significativa da irradiação. Neste caso, a boa visibilidade da instalação solar (o proveito da imagem), aspectos de design, entre outros factores, têm um papel vital para a decisão final sobre a construção da fachada com este material.

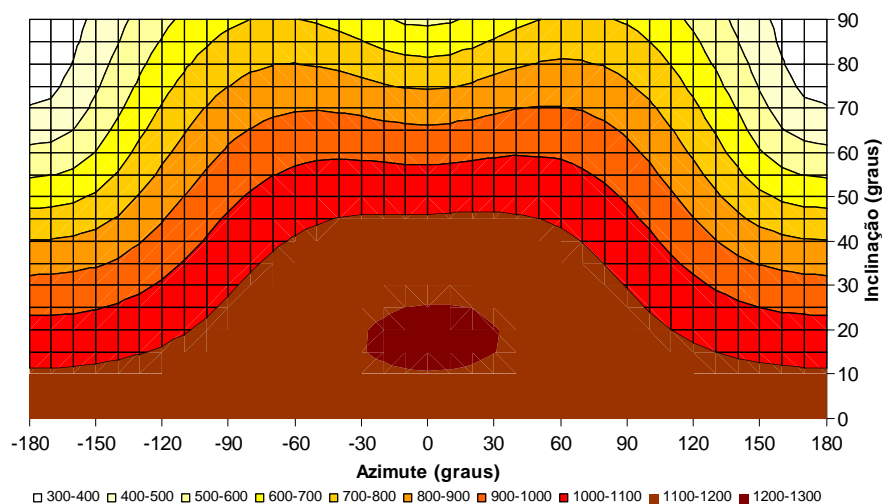


Figura 2.30 – Irradiação solar global no semestre de Verão, com diferentes orientações da superfície receptora (kWh/m²)

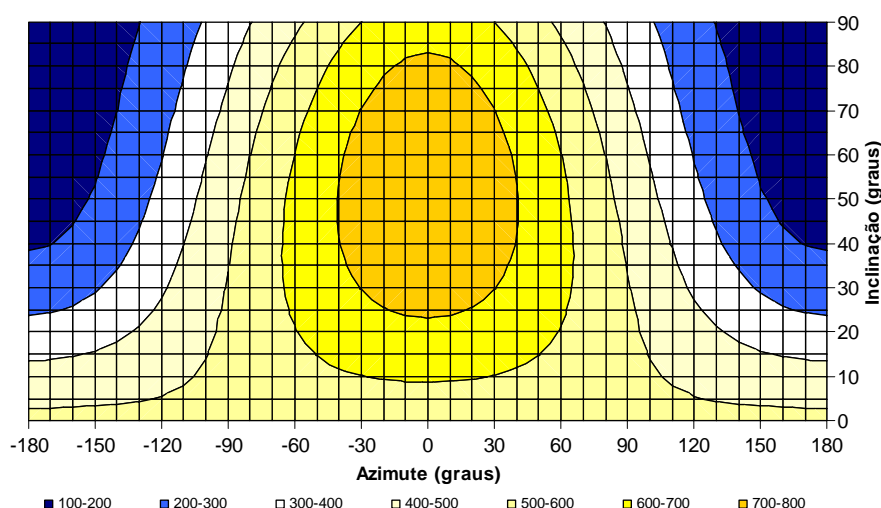


Figura 2.31 – Irradiação solar global total em Lisboa, no semestre de Inverno, para diferentes orientações da superfície receptora (kWh/m²)

O semestre do Verão (de Abril a Setembro), proporciona a maior proporção do total da irradiação anual global, aproximadamente **77 %**, e perto de **1.120 kWh/m²**. Na latitude média Europeia de **52°** (como por exemplo Berlim, Londres, Amsterdão), o ângulo óptimo de inclinação em termos da energia produzida é de **27°**.

No semestre do Inverno, na mesma localização, o ângulo mais favorável de inclinação é de **50°** e tem como resultado apenas **260 kWh/m²**.

Desta forma, um sistema autónomo utilizado apenas no Verão, tem um pequeno ângulo de inclinação. Sistemas fotovoltaicos ajustáveis podem tomar em consideração ambas as posições solares ideais (posição diária e posição sazonal).

2.2.7 Reflexão na Terra

O albedo varia de acordo com a composição da superfície terrestre. Trata-se de um dado inicial solicitado por alguns programas de simulação. Quanto maior for o albedo, maior é a reflexão da luz solar (pelo que mais brilhantes ficam as zonas adjacentes) e a radiação difusa. Pode-se assumir um valor geral de **0,2** para o albedo.

Tabela 2.3 - Albedo para diferentes superfícies

Superfície	Albedo	Superfície	Albedo
Pastos (Julho, Agosto)	0,25	asfalto	0,15
Relva	0,18...0,23	florestas	0,05...0,18
Pastos secos	0,28...0,32	Áreas de urzes e areal	0,10...0,25
Campos no lavrados	0,26	Superfície da água ($\gamma_s > 45^\circ$)	0,05
Terra estéril	0,17	Superfície da água ($\gamma_s > 30^\circ$)	0,08
Pedregulhos	0,18	Superfície da água ($\gamma_s > 20^\circ$)	0,12
Betão liso	0,30	Superfície da água ($\gamma_s > 10^\circ$)	0,22
Betão sob efeito da erosão	0,20	Camada de neve fresca	0,80...0,90
Cimento liso	0,55	Camada de neve velha	0,45...0,70

2.2.8 Processos de medição da radiação solar

A medição da radiação solar pode ser efectuada com piranómetros, por sensores fotovoltaicos ou indirectamente através da análise das imagens de satélite.

Os piranómetros são instrumentos de medição de elevada precisão, que medem a radiação solar num plano horizontal. Compõem-se principalmente de duas semi-esferas de vidro, um prato de metal preto que é usado como superfície absorvente, os termoelementos e uma concha de metal branco. A radiação solar atravessa o vidro semi-esférico, incidindo perpendicularmente sobre a superfície absorvente, aquecendo-a. Uma vez que o aquecimento depende directamente da irradiação, esta pode ser calculada recorrendo à diferença de temperatura do metal branco e a superfície absorvente. Para calcular esta diferença de temperatura é utilizado uma fila de termoelementos, dispostos em paralelo, que proporcionam uma tensão proporcional à diferença de temperatura.

A tensão medida e o respectivo factor de calibração do voltímetro, permitem determinar imediatamente a quantidade de radiação global. Quando a radiação directa está escudada por uma banda sombreadora, é possível medir a radiação difusa. Um piranómetro é um aparelho de medida de elevada precisão. Contudo, é ligeiramente inerte, pelo que as mudanças rápidas da radiação (devidas, por exemplo, à céus cobertos com intervalos de Sol), são registadas de um modo insuficiente. Durante largos períodos de medição, pode alcançar-se uma precisão média de **0,8 %** por ano.



Figura 2.32 – Piranómetro [Kipp & Zonen Ltd.; fotografia: Lambrecht, Göttingen]

Os sensores fotovoltaicos são muito mais baratos do que os piranómetros. Na maioria dos casos são utilizados sensores de silício cristalino. Um sensor fotovoltaico consiste numa célula solar, que fornece uma corrente eléctrica proporcional à irradiância solar. Contudo, certas partes da radiação solar não são medidas com total precisão devido à sensibilidade do espectro. A radiação infravermelha de onda longa, não pode ser medida por uma célula solar. Alcança uma precisão média de medida de **2 % a 5 %** por ano, conforme a calibragem e a estrutura do sensor. Pode atingir-se uma precisão abaixo de **4 %** com a calibragem e a utilização de sensores de temperaturas laminados para compensar a temperatura.

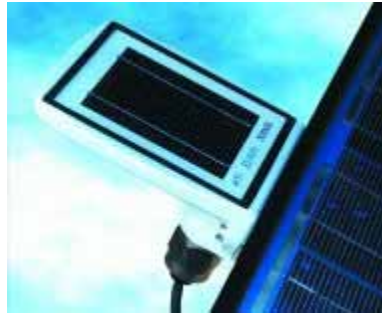


Figura 2.33 - Sensor fotovoltaico [IKS]



Figura 2.34 - Instrumento de medição da radiação com sensor fotovoltaico [solarc]

Os sensores solares fotovoltaicos, são muitas vezes instalados como um instrumento operacional de controlo nos sistemas fotovoltaicos de maior dimensão. Neste contexto, devemos salientar que um sensor da mesma técnica celular (amorfo, silício monocristalino e policristalino, Cádmiio Telúrico ou CIS – Diselenieto de Cobre e Índio), aumenta a precisão e simplifica a avaliação. Os aparelhos de aquisição e armazenamento de dados, ligados a dispositivos de análise ou a inversores modernos, podem comparar a radiação medida com a energia eléctrica produzida, permitindo assim avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico. Na figura 2.34, é apresentado um compacto aparelho de medida, que inclui um sensor, um visualizador da radiação e da temperatura, e um sistema de aquisição e armazenamento de dados opcional.

Fabricantes e fornecedores de piranómetros: Kipp & Zonen, Thies Clima, Uniclimate sensors, UMS.

Fabricantes e fornecedores de instrumentos de medição de radiação ou sensores fotovoltaicos: ESTI, IKS, Mencke & Tegtmeier, NES, Solarwatt, Solarc, Tritec.

2.2.9 O aumento da produção energética seguindo-se o movimento do Sol

Se um sistema seguir a posição do Sol, a energia produzida será maior. Nos dias de maior radiação, em que existe uma grande proporção de radiação directa, podem obter-se ganhos relativamente elevados de radiação através deste movimento. Em dias sem nuvens, estes ganhos podem atingir **50 %** no Verão e **300 %** no Inverno, quando comparados com os ganhos de sistemas fotovoltaicos com uma área de captação horizontal.

A maior parte do aumento da produção de energia, devido ao movimento do equipamento que permite seguir a deslocação do Sol, pode ser obtida no Verão. Não só os ganhos absolutos são muito maiores do que no Inverno, mas também a proporção de dias nublados é significativamente maior no Inverno.

Há dois tipos de dispositivos, que permitem o movimento dos equipamentos de acordo com a deslocação do sol: os *que têm dois eixos* e os *que têm apenas um eixo*. Os mecanismos com dois eixos (figura 2.38) focam sempre o Sol na melhor posição. No entanto, dado que os mecanismos de dois eixos são muito mais complexos do ponto de vista técnico do que os de um eixo, são muitas vezes preteridos a favor destes últimos.

Estes dispositivos permitem seguir a trajectória diária do Sol bem como a trajectória anual. Esta última pode ser conseguida de um modo bastante simples, uma vez que o ângulo de inclinação terá de ser ajustado em maiores períodos de tempo (semanas ou meses).

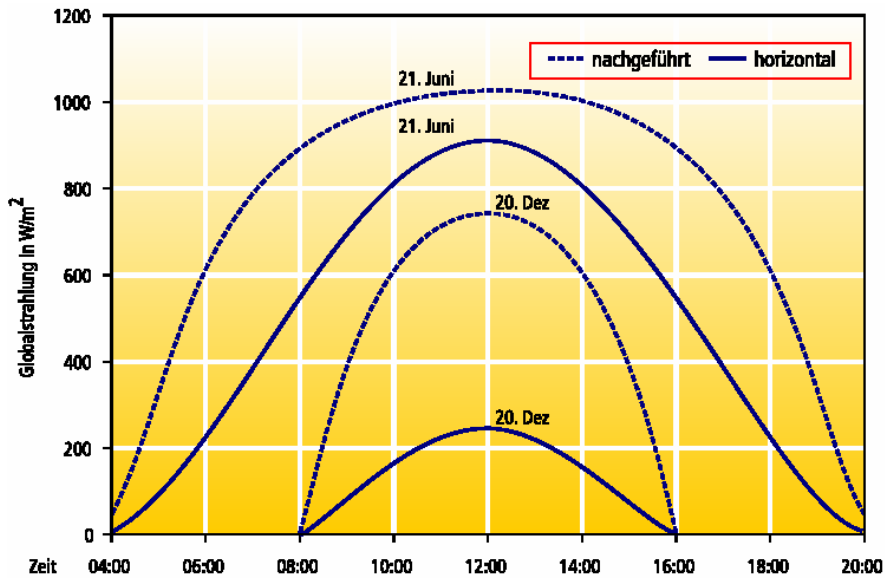


Figura 2.35 - Diferenças na irradiação para duas áreas - horizontal e orientada, em dias sem nuvens, para 50° de latitude

Na Europa Central, os sistemas fotovoltaicos com dispositivos de dois eixos, podem obter um aumento de produção de **30 %**. Nos dispositivos de um eixo, este ganho situa-se nos **20 %**. Nos locais de maior radiação, o aumento de energia produzida será ainda maior.

No entanto, seguir o Sol implica uma maior despesa. Este processo requer um mastro vertical regulável, que terá de resistir às grandes pressões do vento. Pode vir equipado com um sistema de controlo eléctrico, ou ser movido através de meios termohidráulicos. Se utilizamos um sistema de controlo eléctrico, será necessário a sua alimentação em energia eléctrica, o que reduz a eficiência energética global do sistema. Os sistemas termohidráulicos são baseados no princípio de aquecimento de líquidos e nas diferenças resultantes de pressão.

Caso o mecanismo deixe de funcionar, o sistema fotovoltaico pode ficar imobilizado numa posição desfavorável, o que conduz a uma diminuição considerável da radiação captada durante o período de imobilização.

Em geral, na Europa Central, a maior produção energética dos sistemas fotovoltaicos com estes dispositivos, não compensa o maior investimento que resulta do mecanismo em causa.

No entanto, verifica-se uma crescente oferta de sistemas com um eixo, com preços mais competitivos (figuras 2.36 e 2.37), cuja utilização pode fazer sentido em determinadas condições. Em alguns casos, o proveito económico dos sistemas fotovoltaicos pode ser aumentado, quando é pago um preço mais elevado pela energia produzida. Para além do aumento da energia produzida, entre outros argumentos a favor deste mecanismo, coloca-se o seu aspecto visual e o respectivo impacto sobre a opinião pública.



Figura 2.36 - Sistema de orientação (passiva) solar termohidráulica
Fotografia : Altec-Solartechnik



Figura 2.37 - Sistema de orientação solar com controlo eléctrico



Figura 2.38 - Diferentes mecanismos de sistemas de orientação solar, em operação no solo da fábrica UFA em Berlim
Fotografia: SOLON AG, Zwickert

O sistema termohidráulico da figura 2.36, possui dois tanques tubulares nos extremos do módulo fotovoltaico. Por cima deles são colocados dois painéis de sombreamento. Caso a superfície do módulo fotovoltaico não esteja devidamente orientada para o Sol, o líquido nos tanques aquece de forma diferente. Devido à diferença de pressão desenvolvida, o líquido é pressionado na direcção do tanque tubular com a menor temperatura, através de um tubo que os liga. O aumento de peso resultante leva à viragem do painel, até se atingir o equilíbrio. Os sistemas termohidráulicos são fundamentalmente conhecidos pelo seu elevado tempo de resposta, especialmente durante o horário matinal. O módulo fotovoltaico é ajustado apenas ao fim de uma hora, da sua posição nocturna para a direcção do Sol matinal a Leste. As perdas resultantes reduzem a energia produzida.

A orientação dos módulos através de um sistema de controlo eléctrico, que é apresentada na figura 2.37, é operada com dois pequenos módulos solares em posição oposta e no ângulo direito, em direcção ao módulo fotovoltaico segundo o eixo de rotação. Estão ligados electricamente em anti-paralelo. Quando o módulo fotovoltaico está orientado directamente para o Sol, ambos os módulos solares experimentam a mesma irradiância. Se a iluminação dos módulos é idêntica, a tensão fica equalizada. Caso um dos módulos tenha maior iluminação, produz-se a respectiva mudança do sinal de tensão. Produz-se assim uma corrente através de um motor **DC**, que define a direcção do movimento para o qual a diferença de tensão é compensada. Neste contexto, ambos os módulos de direcção solar alimentam simultaneamente o mecanismo de corrente contínua.

Fabricantes de mecanismos de seguimento: Altec Solartechnik, Berger Solar, EGIS, Elektro-Spiegler, DEGERenergie, Solar-Trak, Traxle.

2.3 Efeito fotovoltaico e função das células solares

Fotovoltaico significa a transformação directa da luz em energia eléctrica, recorrendo-se a células solares. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum. Actualmente, cerca de de **95 %** de todas as células solares do mundo são de silício. Numa posição próxima do oxigénio, é o segundo elemento químico mais frequentemente utilizado na Terra. O silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada. O silício não existe como um elemento químico. Existe apenas associado à areia de sílica.

O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível. Isto pode ser conseguido através de sucessivas etapas na produção química. Até aos dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, na sua maior parte, o material purificado do desperdício da indústria electrónica de semicondutores.

2.3.1 Princípios funcionais de uma célula solar

A seguir será ilustrado o princípio funcional de uma célula solar de cristal de silício. Os átomos de silício formam um retículo cristalino estável. Cada átomo de silício detém quatro electrões de coesão (electrões de valência) na sua camada periférica. Para atingir uma configuração estável de electrões, dois electrões de átomos vizinhos formam um par de ligações de electrões. Através do estabelecimento desta ligação com quatro átomos de silício vizinhos, obtém-se a configuração do gás inerte estável de seis electrões. Com a influência da luz ou do calor, a coesão dos electrões pode ser quebrada. O electrão pode então mover-se livremente, deixando uma lacuna atrás de si, no retículo cristalino. Este processo é designado por auto-condução.

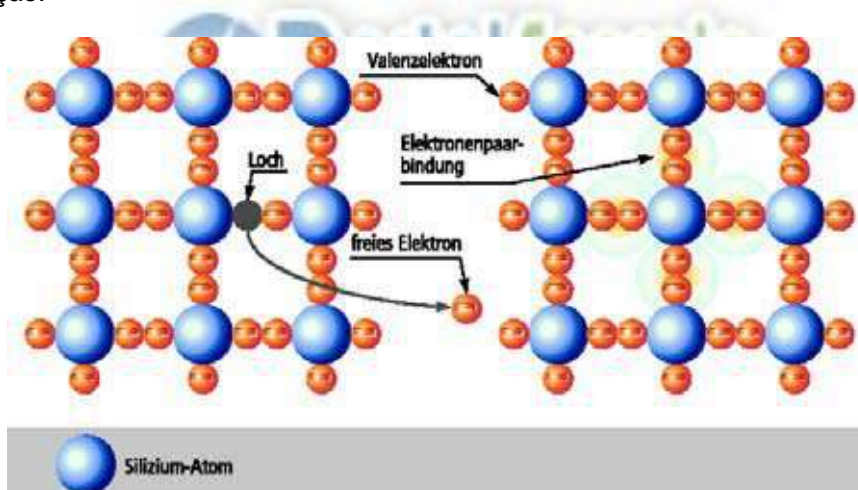


Figura 2.39 - Estrutura cristalina do silício e processo de auto-condução

A auto condução não pode ser utilizada para gerar energia. Para que o material de silício funcione como um gerador de energia, o retículo cristalino é propositadamente contaminado com os chamados átomos impuros (figura 2.40). Estes átomos possuem um electrão a mais (fósforo), ou um electrão a menos (boro), do que o silício na camada externa de valência. Por este motivo, os átomos impuros causam defeitos no interior do retículo cristalino. Se ao retículo for adicionado fósforo (impureza **n**), fica um electrão supérfluo por cada átomo de fósforo introduzido. Este electrão pode mover-se livremente dentro do cristal e por isso transportar carga eléctrica. Com o boro (impureza **p**), fica disponível uma lacuna (electrão de coesão perdido) por cada átomo de boro introduzido. Os electrões dos átomos vizinhos de silício podem preencher este orifício, resultando na produção de uma nova lacuna noutro lugar. O mecanismo condutor que resulta da presença dos átomos impuros, é chamado de condução extrínseca. Contudo, seirmos individualmente o material de impureza **p** ou **n**, as cargas livres não têm uma direcção definida durante o seu movimento.

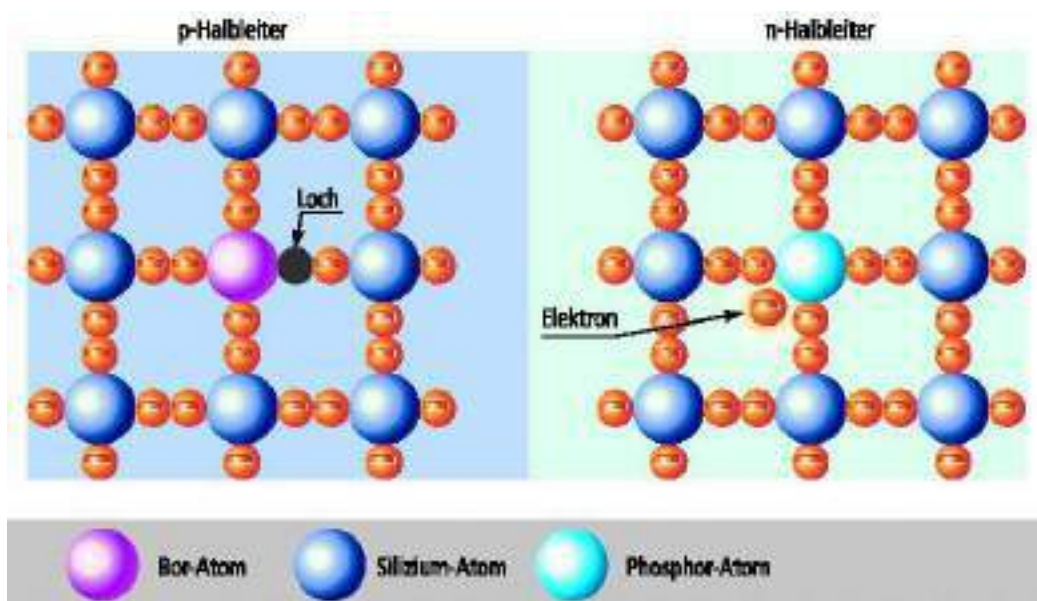


Figura 2.40 - Condução extrínseca com silício dopado com impurezas do tipo n e p

Se juntarmos as camadas dos semicondutores **n** e **p** impuros, produziremos uma região de transição **pn**. Isto leva à difusão dos electrões supérfluos do semicondutor **n** para o semicondutor **p** na junção. Cria-se assim uma nova área com poucos portadores de carga (ver figura 2.41), designada por barreira de potencial. Na área **n** da região de transição, os átomos dopantes positivos são remetidos para trás, acontecendo de modo semelhante com os negativos na área **p**. É criado um campo eléctrico que se mantém contrário ao movimento dos portadores de carga. Por esta razão a difusão não se mantém infinitamente.

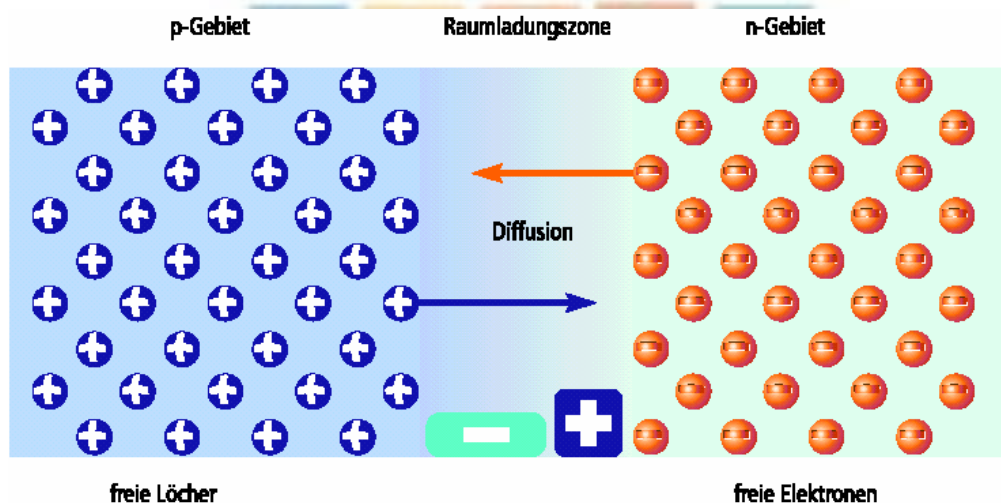


Figura 2.41 - Criação da barreira de potencial numa região de transição pn, através da difusão dos electrões e das lacunas

Se um semicondutor **pn** (célula solar) é exposto à luz, os fotões são absorvidos pelos electrões. As ligações entre electrões são quebradas por este fornecimento de energia. Os electrões libertados são conduzidos através do campo eléctrico para a área **n**. As lacunas assim criadas seguem na direcção contrária para a área **p**. Todo este processo é denominado por efeito fotovoltaico. A difusão dos portadores de carga até aos contactos eléctricos, produz tensão na fronteira da célula solar. Se não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão de circuito aberto na célula solar. Se o circuito eléctrico estiver fechado, a electricidade pode fluir. Contudo, alguns electrões que não alcançam os contactos são recombinados. A recombinação consiste no processo de unir um electrão livre a um átomo destituído de um electrão de valência (lacuna).

Neste contexto, chamamos de longitude da difusão, à distância média que um electrão cobre durante o seu ciclo de vida no retículo cristalino, até que encontre um átomo com um electrão de valência com o qual estará pouco depois ligado. Durante este processo são perdidos os portadores de carga livre, e não podem contribuir para a geração posterior de electricidade. A longitude da difusão depende da quantidade de defeitos no interior do cristal, devendo ser suficientemente grande, para permitir que uma quantidade suficiente de portadores de carga atinjam os contactos. A difusão de material depende do material usado. Para uma razão de um átomo impuro (dopante) por cada dez biliões de átomos de silício, esta distância está estimada em **0,5 mm**.

Isto corresponde, aproximadamente, a duas vezes o valor de espessura do diâmetro de uma célula. Na região da barreira de potencial, a probabilidade de uma separação (electrões, lacunas) bem sucedida é elevada, sem que haja lugar à recombinação. Fora desta região, a probabilidade de recombinação aumenta conforme a distância à mesma.

2.3.2 Estrutura e função de uma célula solar de silício cristalino

A célula solar clássica de silício cristalino, é composta por duas camadas de silício contaminadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o Sol está contaminada negativamente com fósforo, e a camada inferior está contaminada positivamente com boro. É produzido um campo eléctrico na junção das duas camadas, que conduz à separação das cargas (electrões e lacunas) libertadas pela luz solar. No intuito de gerar electricidade a partir da célula solar, são impressos contactos metálicos nas suas partes frontal e posterior. Em geral, e neste contexto, é utilizada a impressão em tela. É possível conseguir uma camada de contacto em toda a extensão da célula, com a aplicação de uma folha de alumínio ou de prata na parte posterior. No entanto, a parte frontal deverá ser tão translúcida quanto possível. Aqui os contactos são essencialmente aplicados na forma de uma grelha fina ou numa estrutura em árvore. A reflexão da luz pode ser reduzida, com o depósito por vapor de uma camada mais fina (camada anti-reflexão) na parte frontal da célula solar, feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio.

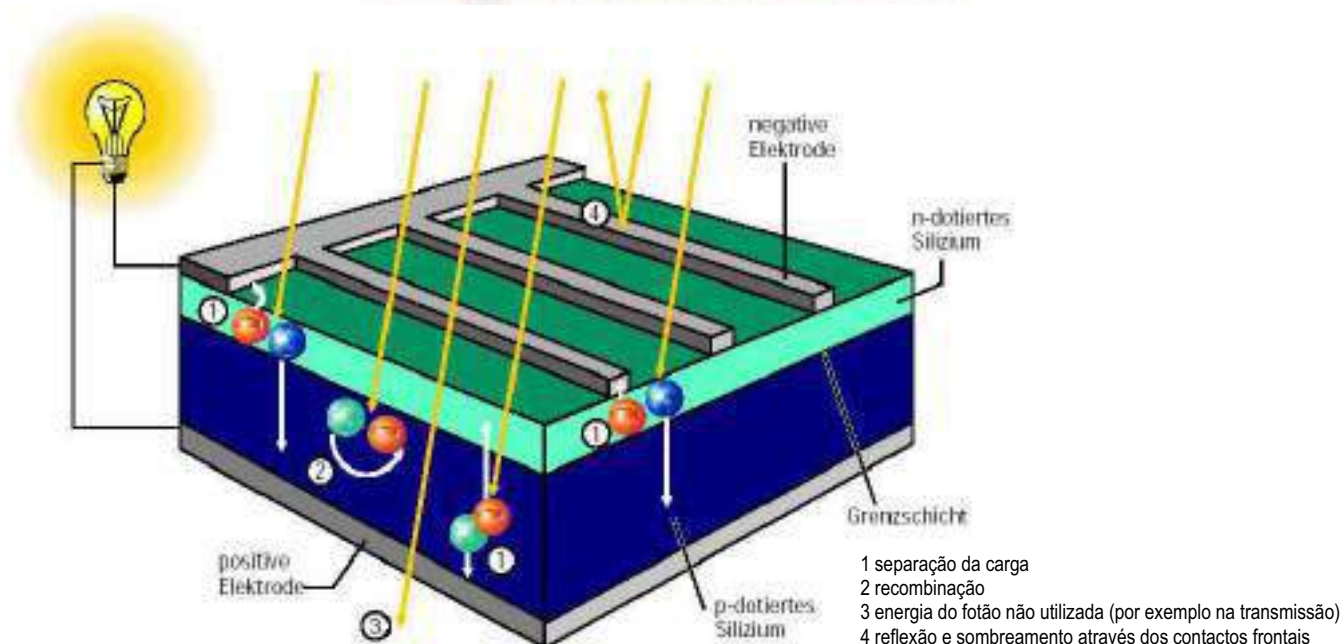


Figura 2.42 - Estrutura e função de uma célula cristalina solar

A radiação provoca a separação dos portadores de carga, como é acima descrito, e o surgimento de uma corrente caso exista um aparelho de consumo ligado (a imagem mostra uma lâmpada). As perdas ocasionadas pela recombinação, pela reflexão e pelo sombreamento entre os contactos frontais, ocorrem na célula solar. Para além disso, uma grande proporção da energia de radiações de onda longa e curta não pode ser aproveitada. Como exemplo, as perdas de transmissão estão ilustradas na figura. Uma outra parte da energia não aproveitada é absorvida e transformada em calor. As perdas individuais de uma célula solar de silício cristalino, são dadas no seguinte balanço energético:

100% energia solar irradiada

- 3,0% reflexão e sombreamento dos contactos frontais
 - 23,0% insuficiente energia do fotão na radiação de onda longa
 - 32,0% excedente de energia do fotão na radiação de onda curta
 - 8,5% recombinação
 - 20,0% gradiente eléctrico numa célula, especialmente na região da barreira de potencial
 - 0,5% resistência em série (perdas térmicas da condução eléctrica)
- = 13,0% energia eléctrica utilizável**

Esquema 2.1- Balanço energético de uma célula solar cristalina

2.4 Tipos de Células

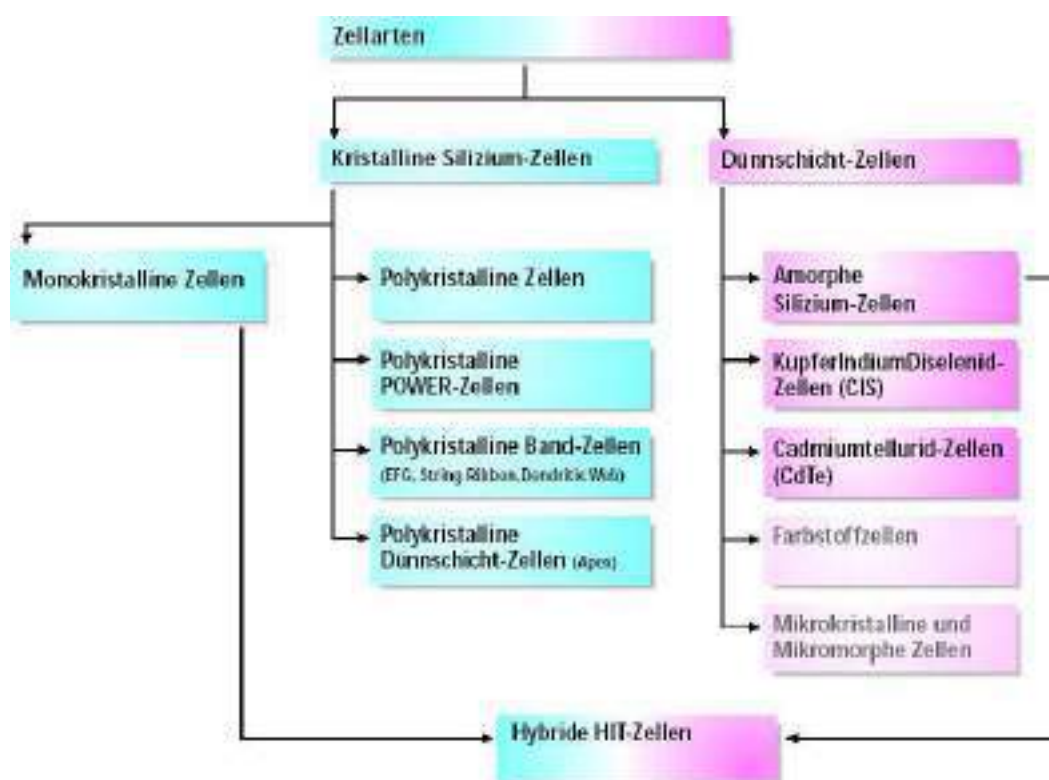


Figura 2.43

2.4.1 Células de silício cristalino

O material mais importante para as células solares cristalinas é o silício. Não é um elemento químico puro, mas uma ligação química em forma de dióxido de silício.

Para a obtenção do silício, em primeiro lugar é necessário separar o oxigénio não desejado do dióxido de silício. Para o conseguir, a areia de sílica é aquecida e fundida num cadinho, junto com pó de carvão. Durante este processo é criado o silício metalúrgico, com uma pureza de **98 %**.

No entanto, **2 %** de impurezas no silício é demasiado para aplicações electrónicas. É apenas admissível um bilionésimo por cento. Por este motivo, o silício em estado bruto é ainda purificado através de um processo químico. É cuidadosamente depositado num forno com ácido clorídrico. Como resultado são produzidos os químicos hidrogénio e triclorosilano, um líquido que ferve a **31 °C**. Este último é destilado em várias e sucessivas etapas, durante as quais é reduzida a percentagem de impurezas em cada estágio da destilação. Quando se consegue a percentagem de pureza necessária, o triclorosilano é reduzido a silício com a ajuda do hidrogénio a **1.000 °C**. Este silício de elevada qualidade pode agora ser processado de diferentes modos, como por exemplo para produzir células monocristalinas ou células policristalinas.

Células de silício monocristalino (um único cristal)

Produção: O processo de Czochralski (processo de extracção de cadinho), foi estabelecido para produzir silício monocristalino para aplicações terrestres. Durante este processo, o núcleo do cristal com uma orientação definida, é imerso num banho de silício fundido (ponto de fusão de 1.420°C) e retirado do banho enquanto roda lentamente. Deste modo, podem ser produzidos cristais únicos redondos com um diâmetro de trinta centímetros e vários metros de largura. Os cristais únicos redondos são estriados em barras semiquadradas e depois cortados em espessas lâminas de **0,3 mm** (pastilhas). Durante o processo de estriagem dos cristais únicos e de corte das pastilhas, perde-se uma grande parte do silício em forma de pó de serragem. A partir das pastilhas já com impurezas positivas, a fina camada com impurezas negativas é produzida com difusão de fósforo, a temperaturas de **800-1.200 °C**. Depois de unir a camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com pistas eléctricas e com uma camada de anti-reflexão (**AR**) na parte frontal.

O processo de zona flutuante consiste noutro processo de produção de silício monocristalino, sendo utilizado para a produção de células solares de maior pureza e de maior eficiência (**1 a 2 %**). No entanto, o material bruto necessário para alcançar esta pureza, uma barra de silício cristalino de extrema pureza, é muito dispendioso. É reduzida através de uma espiral e fundida do fundo até à parte superior com a ajuda de um campo de altas frequências. A partir do núcleo de silício monocristalino, é produzido silício monocristalino no topo da barra, à medida que esta arrefece. O material impuro fica, de preferência, no banho de fusão.

Eficiência: 15 – 18 % (silício de Czochralski)

Forma: São produzidas células redondas, semi-quadradas ou quadradas, dependendo da quantidade que é estriada do cristal único. As células redondas são mais baratas do que as semi-quadradas ou as quadradas, uma vez que se perde menos material durante a sua produção. No entanto, raramente são utilizadas em módulos standards devido à sua exploração ineficaz do espaço. Para módulos especiais, utilizados em sistemas de integração em edifícios, para os quais é desejável algum grau de transparência, ou para sistemas solares domésticos, as células redondas poderão constituir uma boa alternativa.

Tamanho: Maioritariamente 10x10 cm² ou 12,5x12,5 cm², diâmetro 10, 12,5 ou 15 cm.

Espessura: 0,3 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Gama de azul-escuro para preto (com Anti-reflexão), cinza (sem Anti-Reflexão).

Fabricantes de Células: Astro Power, BP Solar, CellSiCo, Eurosolare, GPV, Helios, Isofoton, RWE Solar, Sharp, Shell Solar, Solartec, Telekom-STV.



Figura 2.44 - Célula quadrada monocristalina
Célula: Siemens Solar



Figura 2.45 - Célula semi-quadrada monocristalina
Célula: Siemens Solar



Figura 2.46 - Célula redonda monocristalina
Célula: Siemens Solar

Células de silício policristalino



Figura 2.47 - Blocos de silício policristalino fundidos



Figura 2.48 - Varetas de silício policristalino serrado
Imagens: Photowatt

Produção: O processo de produção mais comum para o silício policristalino, é o de fundição de lingotes. O silício em estado bruto é aquecido no vácuo até uma temperatura de **1.500 °C** e depois arrefecido na direcção da base do cadinho, a uma temperatura aproximada de **800 °C**. São assim criados os blocos de silício de **40x40 cm²** com uma altura de **30 cm**. Os blocos são primeiro serrados em barras e depois em pastilhas com uma espessura de **0,3 mm**. Durante a serragem, perdem-se partes do silício na forma de pó de serragem. Depois da introdução de impurezas de fósforo, a camada posterior de contacto é unida à pastilha. Por último, os contactos eléctricos são fixados no lado frontal juntamente com uma camada de anti-reflexão (**AR**).

Eficiência: 13-15 % (com AR).

Forma: Quadrada.

Tamanho: 10x10 cm², 12,5x12,5 cm² e 15x15 cm².

Espessura: 0,3 mm.

Estrutura: Durante a fundição do bloco, formam-se cristais com várias orientações. Os cristais individuais podem ser facilmente vistos na superfície (padrão estrutural semelhante a cristais de gelo), devido ao efeito criado pela diferente reflexão da luz.

Cor: azul (com AR), cinza prateada (sem AR).

Fabricantes de células: BP Solar, Eurosolare, ErSol, GPV, Kyocera, Photowatt, Q-Cells, RWE Solar, Sharp, Shell Solar, Sunways.



Figura 2.49 - Pastilha policristalina sem a camada de anti-reflexão
Célula: Photowatt



Figura 2.50 - Pastilha policristalina com uma camada de anti-reflexão
Célula: Photowatt



Figura 2.51 - Célula policristalina com AR e filamentos eléctricos
Célula: Photowatt

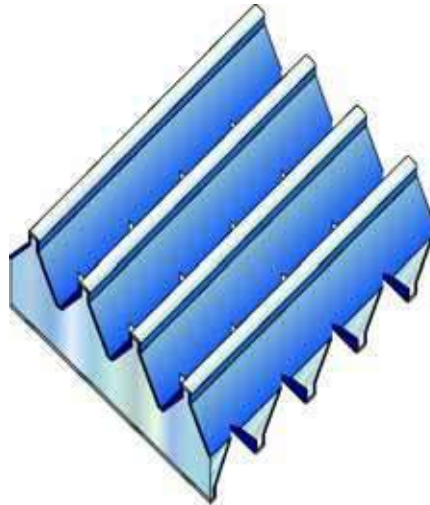
POWER–Células de silício policristalino (resultado de engenharia da pastilha policristalina)

Figura 2.52 - Isometria de uma célula POWER. É criada uma estrutura microscópica de um orifício no intercâmbio dos sulcos, cortados em ambos os lados.

Produção: As células **POWER**, são constituídas por pastilhas policristalinas produzidas por fundição de lingotes. São posteriormente tratadas num processo estrutural mecânico. São polidos sulcos em ambos os lados (anterior e posterior) da pastilha de silício, recorrendo a uma fresadora com uma lâmina de rotação rápida. As partes polidas de ambas as faces, são colocadas em posição rectangular umas em relação às outras.

São então criados orifícios macroscopicamente diminutos na intersecção dos sulcos, onde a célula é transparente. A transparência da célula resulta assim do regular padrão de orifícios que a compõem. Pode variar entre **0 %** e **30 %**, de acordo com o tamanho do orifício. A Célula **POWER** pode também ser produzida com duas faces fotossensíveis.

Eficiência: 10 % (para uma transparência de 10%).

Forma: Quadrada.

Tamanho: 10x10 cm².

Espessura: 0,3 mm.

Estrutura: O padrão estrutural semelhante a cristais de gelo da célula policristalina permanece visível. Uma pequena franja opaca permanece no limite da célula transparente por razões técnicas.

Côr: Como células policristalinas.

Produtor de células: Sunways.

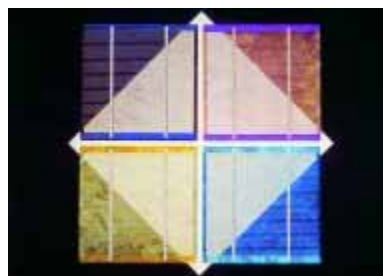


Figura 2.53 - Células POWER com diferentes camadas de anti-reflexão [Sunways]

Células de silício laminadas e células de silício cristalino de película fina

Aproximadamente metade do silício em bruto é perdido na forma de pó de serragem, com a aplicação do processo tradicional de produção das pastilhas de silício cristalino.

Para além disso, por razões mecânicas, a pastilha cortada requer uma espessura de cerca de **0,3 mm**. Para reduzir as elevadas perdas de material e aumentar a sua exploração, foram desenvolvidos diferentes tipos de procedimentos de laminagem de faixas, que permitem produzir lâminas directamente a partir do banho de fusão do silício. Já detêm a espessura da futura pastilha, precisando apenas que a sua superfície lisa seja cortada em peças com a ajuda de raios laser. Devido aos progressos tecnológicos, a espessura das folhas de silício será reduzida a **0,1 mm** no futuro. O procedimento de laminagem de faixas consome menos energia e material, e tem um maior potencial de redução de custos, quando comparado com a produção de pastilhas utilizando a fundição de lingotes ou as técnicas de laminagem de cristais.

Quatro tecnologias prevaleceram até à fase de maturidade de produção em série e são utilizadas na produção comercial de células solares. Pastilhas obtidas nos processos de **EFG**, faixa de filamentos e rede dendrítica, têm a forma de faixas de silício. As células **Apex** são células solares de película fina policristalina, com um substrato de baixo custo.

Células de silício policristalino EFG

Produção: O processo **EFG** (Edge-defined Film-Fed Growth = Alimentação da película com limite de crescimento definido), foi utilizado na produção industrial em série durante muitos anos. Um corpo de forma octogonal feito em grafite é imerso no banho de silício e retirado de seguida. O resultado são tubos octogonais de **5,6 m** de comprimento, com uma largura lateral de **10 cm** e uma espessura média da parede de **0,28 mm**. As pastilhas prontas para ser usadas, são cortadas dos oito lados do Octógono. Deste modo, perde-se menos de **10 %** do material. Após a contaminação do material com fósforo e a união da camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com contactos eléctricos no lado frontal e com uma camada de anti-reflexão (**AR**). Apesar do silício **EFG** ser policristalino, apresenta um pequeno número de fronteiras entre núcleos e reduzidos defeitos no cristal. Por este motivo, as células assemelham-se mais a células monocristalinas na sua aparência e na sua qualidade eléctrica.

Para produzir células ainda mais finas com uma maior rapidez de laminagem, serão no futuro produzidos tubos arredondados em vez de octogonais. No entanto, esta técnica de produção continua ainda a ser desenvolvida.



Figura 2.54 - Tubo octogonal, do qual é cortada a pastilha via laser
Imagem: RWE Solar

Eficácia: 14 %.

Forma: Quadrada ou rectangular.

Tamanho: 10x15 cm², 10x10 cm².

Espessura: 0,28cm em média.

Estrutura: Durante o processo **EFG**, são obtidos cristais expandidos, que podem apenas ser vistos de perto. A superfície da célula é ligeiramente irregular.

Cor: Azul (com AR).

Fabricante de células: RWE Solar.



Figura 2.55 - Unidade de laminagem de faixas EFG (RWE Solar)

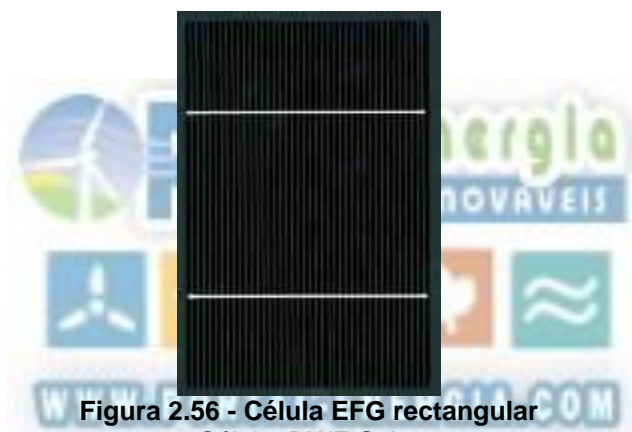


Figura 2.56 - Célula EFG rectangular
Célula: RWE Solar

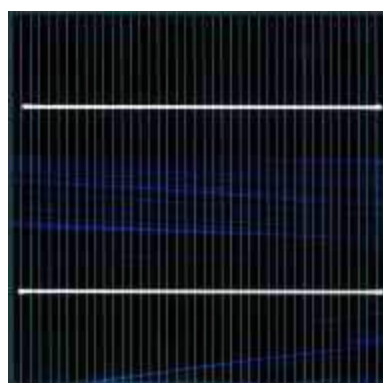


Figura 2.57 - Célula EFG quadrada
Célula: RWE Solar

Células de faixa de filamentos de silício policristalino

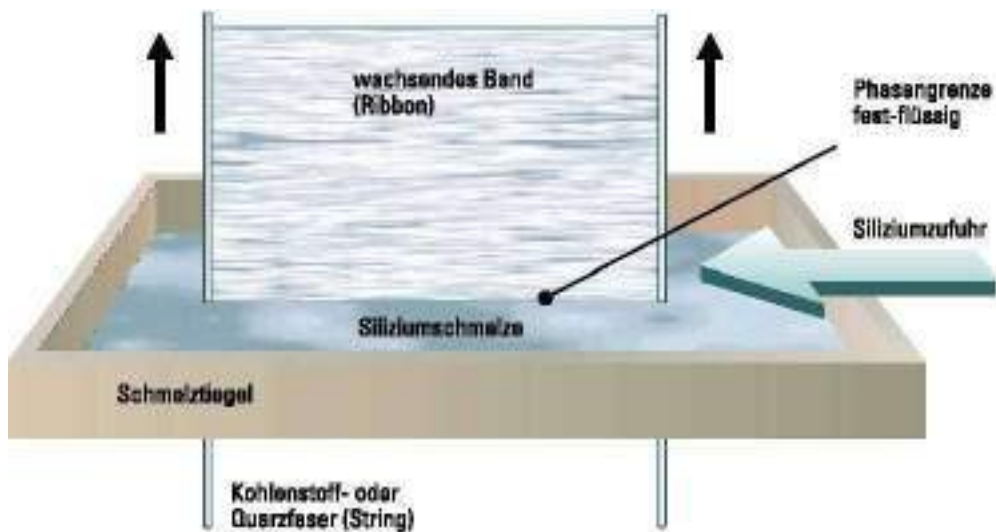


Figura 2.58 - Extracção de uma faixa de silício num processo de laminagem de faixas

Produção: No processo de **Laminagem de Faixas**, dois filamentos de carbono ou de quartzo designados por lâminas, aquecidos a altas temperaturas, são extraídos de um cadinho liso com silício fundido. O silício líquido forma uma pele entre as lâminas e cristaliza em faixas de lâminas de **8 cm** de largura. Neste processo contínuo de laminagem, as lâminas são desenroladas de uma bobina e o silício em estado bruto é vertido permanentemente no cadinho, enquanto que a faixa que está a aumentar constantemente é cortada em fatias rectangulares no seu extremo.

Eficiência: 12 %.

Forma: Rectangular.

Tamanho: 8x15 cm².

Estrutura: Igual a EFG.

Espessura: Cerca de 0,3 mm.

Cor: Azul (com AR), cinza prata (sem AR).

Fabricante de células: Evergreen Solar.

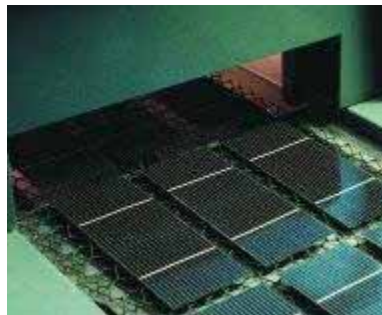


Figura 2.59 - Célula solar de faixa de lâminas no processo de fabrico
Imagem: Krannich Solartechnik

Células de rede dendrítica de silício monocristalino

Produção: Com um processo semelhante ao da faixa de lâminas, uma pequena faixa de **5 cm** de largura é extraída do banho de silício durante o método da rede dendrítica. Em vez de lâminas, é imerso um núcleo de cristal de silício no banho. No início, ao arrefecer o banho a valores inferiores a **0 °C**, o núcleo estende-se na superfície em linhas. Ao içá-las lentamente, formam-se em ambos extremos duas peças verticais de filamentos de silício (dendrites, derivado da palavra grega “árvore”). A pele de silício retesa nestas duas capas de dendrites e solidifica na forma de uma faixa. A estrutura do cristal é monocristalina. Para se ser mais exacto, trata-se de um cristal duplo. Os limites, assim como as próprias dendrites, são cortadas de acordo com a largura das células e a faixa é cortada em células de **10 cm** de largura. Devido à sua reduzida espessura de **0,1 mm**, as células em rede dendrítica podem ser dobradas até um raio de curvatura de **15 cm**. Os respectivos módulos estão disponíveis no mercado americano.

Eficiência: 13 %.

Forma: Rectangular.

Tamanho: 3,3 x 10 cm².

Espessura: 0,13 mm (com contactos).

Estrutura: Sem textura, homogénea, como células de silício monocristalino.

Cor: Azul (com AR).

Fabricante de Células: Ebara Solar.



Células policristalinas Apex

Produção: As células **Apex** são as primeiras aplicações de um procedimento de película fina com silício cristalino, que está preparado para a produção em série. Um substrato condutivo de cerâmica, substitui a espessa pastilha de silício e é coberta num processo horizontal e contínuo com uma fina película de silício policristalino de **0,03 a 0,1 mm**, como uma camada fotoactiva. São assim criadas células solares em larga escala com características semelhantes às clássicas células policristalinas. São ainda necessárias elevadas temperaturas de processo (**900 a 1.000 °C**). No entanto, a escassa necessidade de semicondutores de alta qualidade, bem como a elevada velocidade de produção, prometem obter proveitos em termos de custos.

Eficiência: 9,5 %.

Forma: Quadrada.

Tamanho: 20,8 x 20,8 cm².

Estrutura: Semelhante às células solares policristalinas, mas com menores cristalites.

Cor: Azul (com AR), a cor cinza prateada das células Apex sem AR foi utilizada nos painéis de protecção solar do Centro de Inovação para as Técnicas do Meio Ambiente em Berlim – Adlershof (ver a imagem 8-258).

Fabricante de células: Astropower.



Figura 2.60 - Processo de fabrico das Células solares APex
Imagem: Sunset

De modo a assegurar que entre tanta luz quanto possível na célula, é aplicada uma camada de anti-reflexão, que garanta que apenas uma quantidade mínima de luz seja reflectida na superfície da célula. Esta camada de anti-reflexão é a responsável pela cor azul (nas células policristalinas), ou pelas tonalidades de azul escuro ao preto (nas células monocristalinas), que resultam após a sua aplicação sobre a pastilha cristalina de cor cinza.

Além da optimização do processo de captação de energia, o revestimento de anti-reflexão permite obter diferentes tonalidades de cor conforme a espessura da camada. As cores resultam da reflexão de determinadas partes do espectro luminoso. Hoje em dia podem ser produzidas cores esverdeadas, douradas, acastanhadas e púrpuras. No entanto, a impressão óptica é consumida pela eficácia reduzida das células. Para além disso, é possível prescindir da camada de anti-reflexão e deixar as pastilhas nas suas cores originais: cinza prateada (nas células policristalinas) e cinza escura (nas células monocristalinas). As células sem AR são utilizadas mais frequentemente nos sistemas fotovoltaicos integrados em fachadas. A sua produção é realmente simples: a camada AR é meramente abandonada. É de referir que os arquitectos requerem muitas vezes uma cor neutra. Neste contexto, é permitido que mais de **30 %** da luz solar seja reflectida na superfície da célula solar.



Figura 2.61 - Gama de cores das células monocristalinas, eficácia: de 11.8% a 15.4%
Imagem: Solartec Photo – Archiv

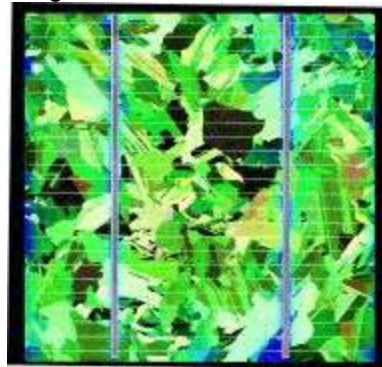


Figura 2.62 - Células policristalinas. Célula esverdeada com AR especial, eficácia: 11.8 %
Célula: ASE

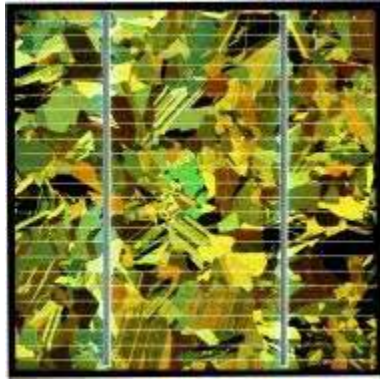


Figura 2.63 - Célula dourada com AR especial, eficácia: 12
Célula: ASE%



Figura 2.64 - Célula de cor cinza sem AR
Célula: Ersol



Figura 2.65 - Célula acastanhada com AR especial, eficácia 12.5%
Célula: ASE

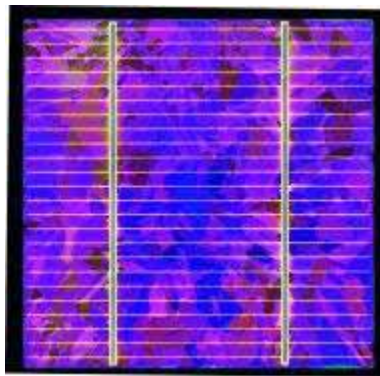


Figura 2.66 - Célula de cor violeta sem AR, eficácia 13.2%
Célula: ASE

Estrutura da superfície e contactos das células de silício cristalino

Contactos frontais

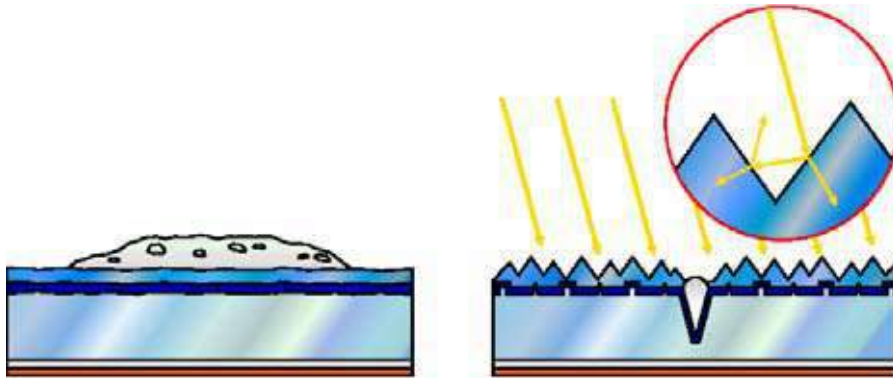


Figura 2.67 - Comparação da impressão em tela com a tecnologia Saturno: Produção dos contactos frontais e da estrutura da superfície.

Com o intuito de integrar as células num circuito eléctrico, são unidos contactos metálicos em ambos os lados. Na face da célula que está orientada para o Sol, é utilizada uma fina malha metálica, para minimizar a área de sombreamento. Os contactos da zona anterior são normalmente unidos, utilizando um processo de impressão em tela. Durante este processo, uma massa metálica é pressionada sobre a pastilha de silício através de uma máscara. As linhas individuais (linhas de contacto), têm neste procedimento uma largura situada entre **0,1 mm** e **0,2 mm**. Duas linhas significativamente mais espessas, que são soldadas com os contactos da zona posterior da célula vizinha, atravessam as finas linhas de contacto.

Foram desenvolvidas tecnologias especiais para as células solares de elevada potência, no sentido de melhorar as suas características de contacto e minimizar a reflexão na superfície da célula. Um exemplo é o denominado "*Procedimento Saturno*". Neste caso, a linha de contacto é cortada com raios laser. A largura das linhas de contacto é significativamente reduzida para **0,02 mm**, quando comparada com o processo de impressão em tela.

Devido a este facto, existem menos células sombreadas e é possível cortar ainda mais linhas na célula solar. As perdas óhmicas reduzem-se e a "vala" cortada por laser pode ser preenchida por completo com material de contacto.

Por outro lado, uma superfície com uma textura de pequenas pirâmides, permite uma menor perda de reflexão. A luz incidente reflecte-se e refracta-se várias vezes na superfície das pirâmides. Assim, uma maior quantidade de luz pode penetrar no interior da célula e ser absorvida. Este efeito é chamado fotóforo. Dependendo do procedimento e do fabricante, é possível obter diferentes tipos de estruturas ou texturas na superfície, como por exemplo pirâmides soterradas na tecnologia de contacto soterrado. Neste caso, as linhas de contacto são recolocadas em valas numa secção transversal rectangular a partir de cavidades em forma de **V**.

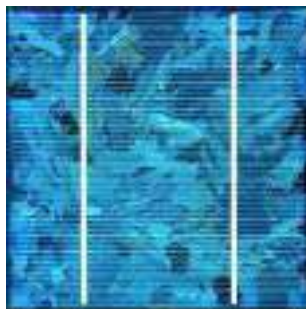


Figura 2.68 - Célula policristalina, com contactos na zona frontal gravados por impressão em tela



Figura 2.69 - Célula monocristalina, com contactos na parte frontal gravados a laser
Célula: BP

No âmbito do Projecto internacional de investigação **BIMODE**, o Instituto Atómico da Universidade Austríaca, levou a cabo experiências relacionadas com o desenho das linhas de contacto frontais, no sentido de criar um efeito óptico adicional. Os padrões desenhados para os contactos frontais, mostraram uma diminuição máxima de **5 %**, quando comparados com os padrões otimizados standard. Durante esta experiência, os contactos frontais foram também alinhados com os limites das partículas de silício policristalino, para assim melhorar ainda mais a eficácia das células. Contudo, nos padrões de desenho dos contactos frontais, foram intensivamente aplicados custos de mão de obra.

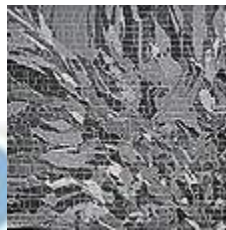


Figura 2.70 - Linhas de contacto frontal nos limites das partículas da célula de silício policristalino
Célula: AIAU



Figura 2.71 - Desenho do padrão dos contactos frontais. Eficiência: 96% comparada com contactos frontais otimizados
Célula: AIAU



Figura 2.72 - Desenho do padrão dos contactos frontais. Eficiência: 98% comparada com contactos frontais otimizados
Célula: AIAU

Contactos posteriores

Em contraste com os contactos frontais, os contactos posteriores podem ser aplicados em toda a extensão do espaço da parte posterior da célula. Embora não sejam visíveis nos módulos standard que possuem uma cobertura opaca traseira, são visíveis em módulos especiais para integração em edifícios com uma cobertura traseira transparente (ver capítulo 3), e podem ser utilizados como mais um elemento de desenho arquitectónico.



Figura 2.73 - Contacto posterior em forma circular



Figura 2.74 - Contacto posterior em tamanho real



Figura 2.75 - Contacto posterior blindado

2.4.2 Células de película fina

Desde a década de 90, o desenvolvimento dos processos de película fina para fabricar células solares, tornaram-se cada vez mais importantes. Neste caso, os semi-condutores fotoactivos são aplicados em finas camadas num substrato (na maioria dos casos vidro). Os métodos utilizados incluem disposição por vaporização, processos de disposição catódica e banhos electrolíticos. O Silício amorfo, o diselenieto de cobre e índio (**CIS**), e o telurieto de cádmio (**CdTe**), são utilizados como materiais semicondutores. Devido à elevada absorção luminosa destes materiais, uma camada com uma espessura menor que **0,001 mm** é, teoricamente, suficiente para converter a luz solar. Estes materiais são mais tolerantes à contaminação de átomos estranhos.

Comparando com as temperaturas de fabrico das células de silício cristalino, que vão até **1.500 °C**, as células de película fina apenas requerem temperaturas situadas entre **200 °C** e **500 °C**. Os menores consumos de materiais e de energia, assim como a elevada capacidade de automatização da produção em larga escala, oferece um potencial considerável para a redução dos custos de produção, quando comparada com a tecnologia de produção do silício cristalino.

As células de película fina não estão restringidas no seu formato aos tamanhos standard das pastilhas, como acontece no caso das células cristalinas. Teoricamente, o substrato pode ser cortado em vários tamanhos e revestido com material semi-condutor. Todavia, uma vez que na interligação interna apenas podem ser ligadas em série células com medidas semelhantes, a área eléctrica eficaz vem determinada pela maior área rectangular possível dentro de uma forma assimétrica. A área exterior a este rectângulo não é activa do ponto de vista eléctrico, mas não pode ser distinguida visualmente da área activa.

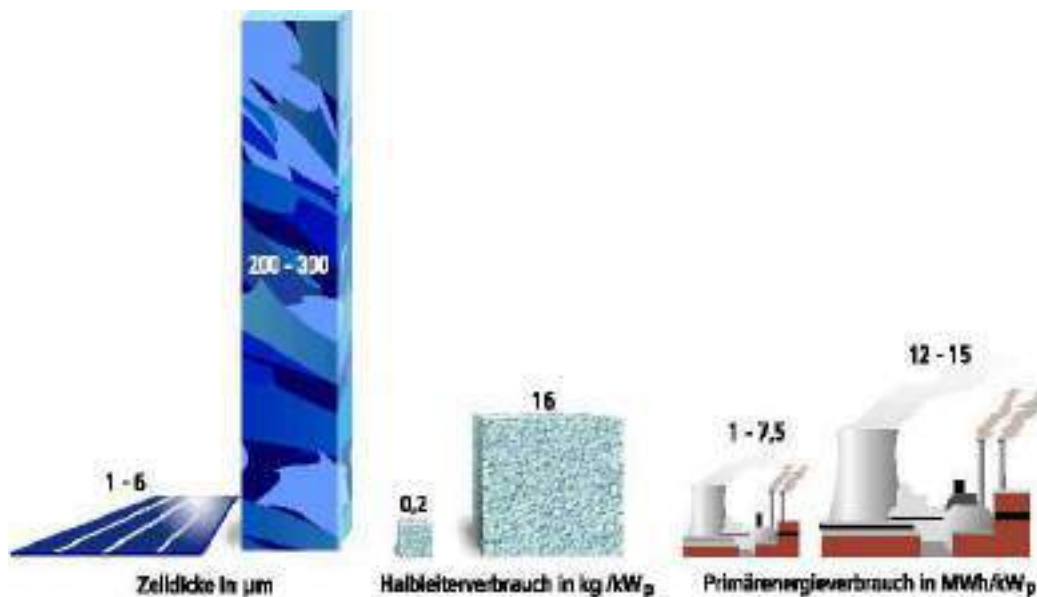


Figura 2.76 - Comparação da espessura da célula, material usado e gasto energético entre células de película fina (à esquerda) e células de silício cristalino (à direita)

Fonte: Informação do fabricante, Photon 9/2001, Quasching

Uma característica das células de película fina, que as diferencia das células cristalinas, é o tipo de interligação. Enquanto as células cristalinas estão soldadas de célula para célula (interligação externa), as células de película fina estão interligadas monoliticamente (interligação interna). As células são separadas electricamente e interligadas em etapas estruturais, que têm lugar entre as fases de fabrico individual das camadas celulares (ver capítulo 3 “enfiteamento das células”). Isto cria finas ranhuras transparentes entre as células individuais.

No intuito de atingir a maior produção energética possível, as ranhuras são tão finas quanto possível e dificilmente visíveis a olho nu. Contudo, podem ser utilizadas como um elemento de desenho e especificamente alargadas. Quanto maior é a ranhura entre as células, maior é a transparência. O efeito óptico semi-transparente pode também ser criado, acrescentando ranhuras perpendiculares às tiras celulares.



Figura 2.77 - Módulos de película fina semitransparente de silício amorfo

O contacto eléctrico é criado na parte posterior por um revestimento metálico opaco. Na parte frontal orientada para a luz, esta função é desempenhada por uma camada de metal óxido (fortemente transparente e condutivo), designada por camada **OTC** (Óxido Transparente Condutivo). Os materiais tipicamente **OTC** incluem óxido de zinco (ZnO), óxido de estanho (SnO_2) e óxido de índio e estanho (ITO).

Na tecnologia de película fina, os termos usados para as células e módulos de tecnologia cristalina, precisam de ser complementados com outro termo: *o módulo monolítico*. Neste caso, uma célula consiste numa longa e estreita fita de material semiconductor, depositada sobre um substrato de vidro. Assim, o módulo em bruto designa uma folha de vidro completamente revestida com várias fitas de células ligadas em série. Quando este é encapsulado com um material composto (**EVA**) e protegido por uma segunda folha de vidro, passa a designar-se por módulo.

Apesar de ter em termos relativos uma baixa eficiência, a energia produzida pode, sob certas condições, ser bastante considerável.

As células de película fina têm um melhor aproveitamento para baixos níveis de radiação e para radiações do tipo difusa. Para além disso, o coeficiente de temperatura é mais favorável, isto é, a deterioração do desempenho para elevadas temperaturas é menor da que se verifica com outras tecnologias.

Outra vantagem das películas finas resulta da sua forma celular (longas e estreitas fitas), conferindo-lhe uma menor sensibilidade aos efeitos de sombreamento. No caso de um módulo cristalino, uma folha de árvore pode cobrir completamente a célula cristalina. No caso do módulo de película fina, essa folha poderá cobrir várias células ao mesmo tempo, ficando no entanto apenas uma pequena área de cada uma destas células efectivamente sombreada (ver capítulo 3 "Propriedades eléctricas dos módulos de película fina").

Células de silício amorfo

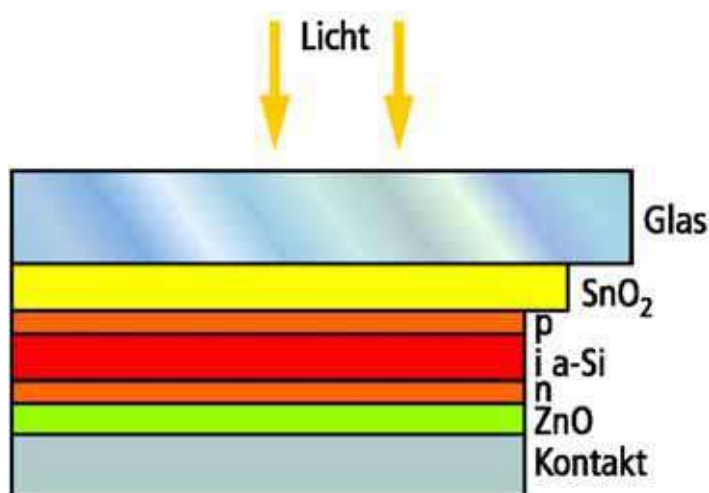


Figura 2.78 - Estrutura em camadas de uma célula amorfa

Produção: O silício amorfo (sem forma) não forma uma estrutura regular de cristal, mas uma rede irregular. Como resultado, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogénio até à saturação. Este silício amorfo hidrogenado (**a-Si:H**) é criado num reactor plasmático, através da vaporização química (**DVC**) de Silano Gasoso (**SiH₄**). Este processo requer temperaturas relativamente baixas, na ordem dos **200 °C a 250 °C**.

A contaminação é levada a cabo pela mistura de gases que contêm o correspondente material contaminante (por exemplo **B₂H₆** para a dopagem do tipo **p** e **PH₃** para a dopagem do tipo **n**). Dada a reduzida extensão da difusão do material **a-Si:H** contaminado, os portadores de carga livre da junção directa **p-n** não conseguem sobreviver por forma a contribuir para a geração de energia eléctrica. Assim, uma camada **i** intrínseca (não contaminada) é aplicada entre as camadas contaminadas **n** e **p**, aumentando a longevidade do portador de carga. É este o local onde a absorção da luz e a geração da carga ocorrem. As camadas **p** e **n** criam apenas o campo eléctrico que separa os portadores de carga libertados. Se as células forem depositadas na parte superior do vidro, como acontece na figura 2.78, então cria-se a característica estrutura **p-i-n**. Em alternativa, podem também ser depositadas numa sequência inversa (**n-i-p**) na parte posterior. Isto permite que sejam criados módulos solares flexíveis sobre qualquer tipo de substrato (sobre chapas de metal ou de plástico).

A maior desvantagem das células amorfas, consiste na sua baixa eficiência. Esta eficiência diminui durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação induzida pela luz (o “Efeito Staebler-Wronski”), até nivelar num valor estável. As células solares multi-junções foram desenvolvidas para contrariar este problema (ver figura 2.105). Nas células são sobrepostas duas estruturas **p-i-n** e, com células triplas, três estruturas **p-i-n**. Cada célula individual pode ser otimizada para uma diferente banda de cor do espectro solar, conseguindo-se assim aumentar a eficiência total.

De acrescentar que, com células em pilhas, o efeito do envelhecimento do material é reduzido, uma vez que as camadas **i** individuais são mais finas e, portanto, menos susceptíveis de se degradarem com a luz.

Eficácia: 5 a 8 % de eficiência do módulo (em condições estáveis).

Forma: Escolha livre.

Tamanho: Módulo standard máx. 0,77 x 2,44 m²; módulo especial máx. 2 x 3 m².

Espessura: : 1 – 3 mm para o substrato (plástico, metal ou vidro não solidificado), com um revestimento de silício amorfo de aprox. 0,001 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Castanho avermelhado a preto.

Fabricantes de células: Dunasolar, Kaneka, RWE Schott Solar, Sanyo, Solar Cells, Uni-Solar.



Figura 2.79 - Módulo amorfo
Fotografia: BP Solar



Figura 2.80 - Fachada solar no centro de investigação Joint Research Centre em Ispra, em Itália
Fotografia: Flabeg

Células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS)

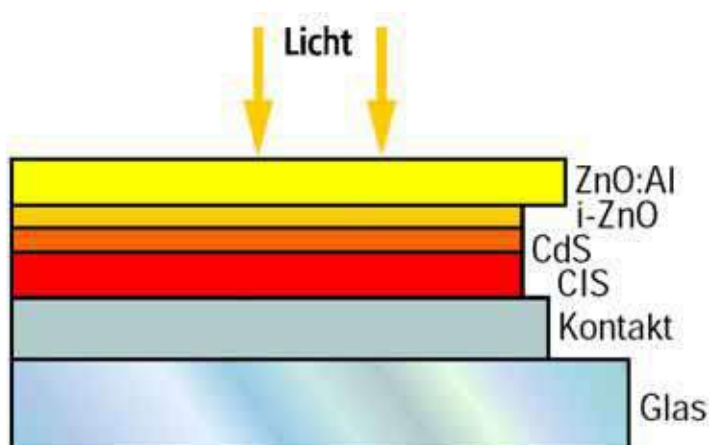


Figura 2.81 - Estrutura em camadas de uma célula CIS

Produção: O material semi-condutor activo das células solares **CIS**, é o diselenieto de cobre e índio. O composto **CIS** forma muitas vezes uma liga com o gálio e/ou o enxofre. Quando se fabricam as células, o substrato de vidro é inicialmente revestido com uma camada fina de molibdénio como contacto reverso, utilizando o processo de disposição catódica. A camada absorvente **CIS** do tipo **p**, pode ser fabricada através da vaporização simultânea dos elementos cobre, índio e selénio numa câmara de vácuo, a temperaturas de **500°C**. Outra hipótese consiste no depósito dos elementos individuais de forma consecutiva, camada após camada. O óxido de zinco contaminado com alumínio (**ZnO:Al**), é utilizado como o contacto frontal transparente (camada transparente). Este material dopado negativamente (**tipo n**), é disposto com uma camada intermédia **i ZnO**. Uma camada tampão de sulfato de cádmio do tipo **n** é utilizada para reduzir as perdas ocasionadas pela combinação inadequada dos retículos cristalinos das camadas **CIS** e **ZnO**.

Ao contrário do silício amorfo, as células solares **CIS** não são susceptíveis de se degradarem com a indução da luz. Contudo, apresentam problemas de estabilidade nos ambientes quentes e húmidos, pelo que deve ser garantida uma boa selagem contra a humidade.

O módulo **CIS** constitui actualmente a mais eficiente de todas as tecnologias de película fina. É expectável que os custos de produção, ao avançar-se para uma produção em massa, venham a ser consideravelmente mais baixos do que o Silício cristalino. Existe ainda a necessidade de maiores progressos na substituição da camada tampão **CdS**, por um composto sem Cádmio. O potencial perigo que surge com o conteúdo de selénio é considerado negligenciável, devido à sua baixa proporção.

Eficiência: 7,5-9,5 % de eficiência do módulo.

Forma: Escolha livre.

Tamanho: máx. 1,20 x 0,6 m².

Espessura: 3 mm para o substrato (vidro não solidificado) com um revestimento de 0,003 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Preta.

Fabricantes de Células: Shell Solar, Würth Solar.



Figura 2.82 - Pista de patinagem no gelo em St. Moritz (Suiça) a 1.800 m acima do nível do mar
Fotografia: Suntechnics



Figura 2.83 - Módulos CIS
Fotografia: Shell Solar

Figura 2.84 - Torre Solar no Centro de Educação e Tecnologia do Instituto de Artes Manuais de Heilbronn (Alemanha) com módulos CIS
Fotografia: Würth Solar

Células de Telurieto de Cádmio (CdTe)

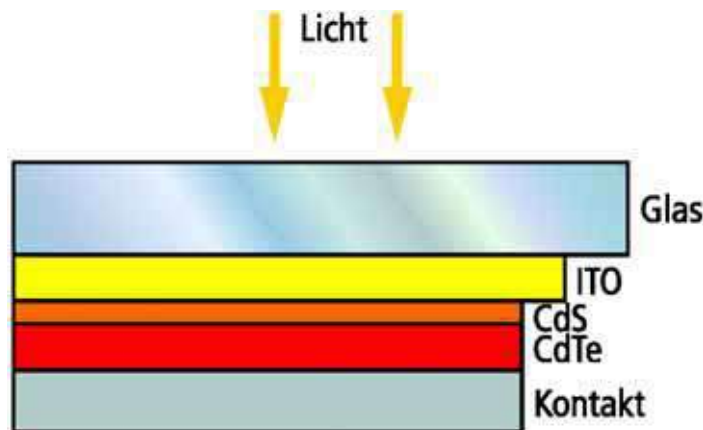


Figura 2.85 - Estrutura em camadas de uma célula de Telurieto de Cádmio

Produção: Células solares **CdTe** são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de condutor transparente – normalmente óxido de estanho índio (**OTI**) – como contacto frontal. É revestido com uma camada transparente **CdS** do tipo *n* (que é tão fina quanto possível), antes de ser revestido com a camada absorvente **Cd Te** do tipo *p*. São utilizados processos simples de fabrico como a impressão em tela, a disposição galvânica ou a pirólise pulverizada.

Módulos de maiores dimensões e com maiores eficiências, podem ser fabricados, recorrendo a processos de disposição por vaporização, em que os materiais de deposição e o substrato são mantidos juntos. No processo em vácuo, as camadas de **CdS** e de **CdTe**, são depositadas a temperaturas aproximadas de **700 °C**. A camada dupla de **CdS/CdTe** é activada quando entra numa atmosfera que contém cloro. O **CdS** funciona como uma camada transparente. Absorve uma pequena proporção da luz visível na parte azul do espectro e permite que a restante radiação passe para a camada de **CdTe** activo. O contacto metálico reverso é então revestido utilizando um processo de disposição catódica. Se existe um controlo fiável da tecnologia de deposição, particularmente na zona posterior, então não haverá lugar a uma degradação dos módulos **CdTe**.

Tal como a produção **CIS**, esta tecnologia também tem um potencial considerável para a redução de custos numa produção em massa. No entanto, a toxicidade do Cádmio pode constituir um problema, que pode afectar a aceitação dos módulos e assim a sua capacidade de criar um impacto positivo no mercado.

O **CdTe** é um composto não tóxico de elevada estabilidade. Este composto pode contudo apresentar um risco para o ambiente e para a saúde na sua condição de gás. O estado físico gasoso apenas ocorre durante o processo de fabrico das células, em centros de produção com ambientes controlados.

Eficiência: 6 - 9 % de eficiência modular.

Forma: Escolha livre.

Espessura: 3mm de substrato material (vidro não solidificado) com 0,008 mm de revestimento.

Tamanho: máx. 1,20 x 0,6 m².

Estrutura: Homogénea.

Cor: Reflectividade de verde-escuro a preto.

Fabricantes de células: Antec, First Solar, Matsushita.

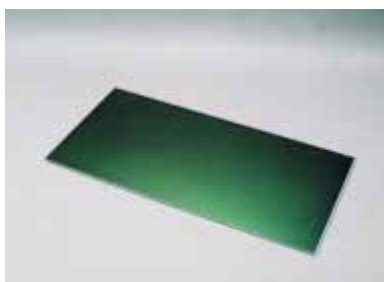


Figura 2.86 - Módulo de Telurieto de Cádmio



Figura 2.87 - Edifício industrial com módulos ATF em Flörsheim, Alemanha
Fotografias: Antec

Conceitos de novas células solares

Células nanocristalinas sensibilizadas com colorantes

Um novo tipo de células solares foi introduzido pelo professor Suíço Michael Grätzel em 1991, podendo desenvolver-se numa alternativa económica à tecnologia do silício. O material básico da “**Célula de Grätzel**” é o semi-condutor de dióxido de titânio (TiO_2). No entanto, não funciona na base de uma junção *p-n* no semi-condutor, absorvendo a luz num corante orgânico, de forma semelhante ao modo com que as plantas usam a clorofila para capturar a energia da luz solar através da fotossíntese.

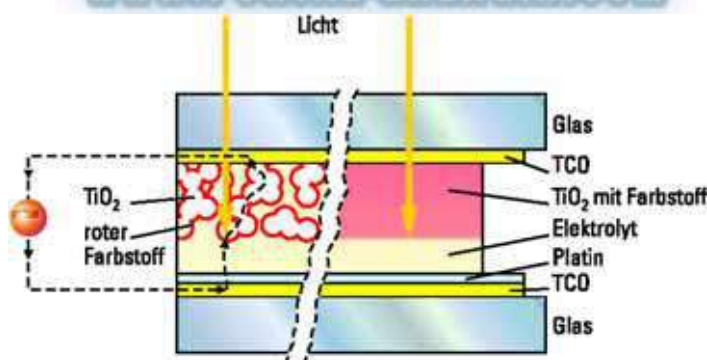


Figura 2.88 - Estrutura em camadas de uma célula sensível à cor.

Na realidade, as camadas de TiO_2 /corante e do electrólito, não estão tão claramente separadas uma da outra. Em vez disso, o electrólito penetra completamente o material semiconductor.

Estas células solares fotoelectroquímicas são diferentes das clássicas células solares. Uma camada de dióxido de titânio com colorante e uma solução condutora salina como electrólito, são colocadas entre dois eléctrodos condutivos e transparentes (folhas de vidro revestidas com **TCO**). O Dióxido de Titânio é aplicado como uma capa na parte superior do eléctrodo, utilizando um processo de impressão em tela. A camada é cozida a **450 °C**, para formar uma fita sólida de **10 µm** de espessura. Isto cria uma estrutura de superfície irregular, micro porosa, que consiste em partículas de **10-30 nm (0,00001 - 0,00003 mm)** de espessura. Como resultado, a superfície interior desta “esponja leve” é mil vezes maior que uma película suave. Uma vez que o TiO_2 absorve apenas luz ultravioleta, a superfície do TiO_2 é

revestida de um corante ultra fino, baseado no rutênio. O electrólito líquido entranha-se completamente na camada porosa e, deste modo, liga electricamente o corante com o eléctrodo inferior.

A característica única do conceito da célula sensibilizada com colorante, é que a absorção da luz e o transporte da carga ocorrem em materiais diferentes. As cargas são criadas através da absorção da luz no corante, enquanto que o semi-condutor TiO_2 e os iões libertados no electrólito são responsáveis pelo transporte. Daqui resulta a vantagem de que a recombinação não pode acontecer, mesmo com a presença de materiais semicondutores contaminados. Isto permite evitar o recurso às tecnologias de vácuo ou às salas de fabrico condicionadas em termos da qualidade do ar, no fabrico das células.

Quando a luz incide na célula, o corante é estimulado e injecta um electrão no dióxido de titânio. O electrão passa através das partículas do TiO_2 para o eléctrodo superior, alcançando o eléctrodo inferior através do circuito eléctrico externo. O catalisador de platina ajuda a transferir o electrão para a solução electrolítica. O electrólito transporta o electrão de novo ao corante e o ciclo fica completo.

Os materiais utilizados não são tóxicos e a sua produção é económica. O dióxido de titânio é produzido em grandes quantidades na indústria (é utilizado, por exemplo, nas tintas de parede, na pasta dentífrica e no papel). Quanto aos materiais dispendiosos como a platina e os corantes estáveis, são apenas precisos em proporções reduzidas. Contudo, existem ainda sérios problemas que devem ser resolvidos antes de se partir para uma produção industrial em massa, particularmente em termos da estabilidade a longo prazo e na selagem. Para melhorar o manuseamento e simplificar a selagem, estão a ser concentrados esforços no sentido de aumentar a espessura dos electrólitos líquidos até formar um gel semelhante ao gel dos acumuladores.



Figura 2.89 - Protótipo de um módulo fotoelectroquímico (50cm x50 cm)

Fotografia: INAP Gelsenkirchen

Figura 2.90 - Primeiro módulo comercial a partir de uma série de produção limitada

Fotografia: STA, Austrália

Até ao momento, as pequenas células de laboratório alcançaram uma eficácia de **12 %**. Os módulos do primeiro lote de produção limitada da firma australiana **STA**, têm uma eficiência de aproximadamente **5 %**.

As modestas eficiências sob as condições de referência **CTS**, são contrabalançadas pela elevada eficiência em termos comparativos para baixas intensidades de radiação. As células nanocristalinas sensibilizadas com colorantes, provaram ser muito tolerantes aos ineficazes ângulos de incidência da luz solar e aos sombreamentos.

Em contraste com as células cristalinas, a sua eficiência cresce com o aumento da temperatura. Como resultado, são utilizadas para pequenos dispositivos em espaços interiores e na integração em edifícios. Neste último caso, as células sensibilizadas com colorantes oferecem novas e estimulantes possibilidades de desenho, graças à sua flexibilidade em termos de transparência e à sua coloração avermelhada (de cor ocre), que pode evoluir para cor verde-cinza, conforme o corante aplicado.

Células solares microcristalinas e micromorfas

O silício não é tóxico, bem como quase inesgotável. Uma alternativa promissória para o futuro, consiste nas células solares de película fina de silício cristalino. Não só tiram proveito das vantagens do material do silício cristalino, bem como das vantagens da tecnologia de fabrico de película fina (produção em massa, automatizada, com reduzido desperdício de material e menos caro). As actividades de investigação estão a progredir em duas direcções.

2.1.1

Os processos que se desenvolvem a altas temperaturas, consistem na deposição de películas de silício de elevada qualidade sobre um substrato barato a temperaturas situadas entre **900 °C** a **1.000 °C**, criando estruturas microcristalinas semelhantes ao silício policristalino. Esta tecnologia é implementada no fabrico das células **Apex**. Neste caso, a célula é classificada como sendo uma célula cristalina, uma vez que está baseada em pastilhas que estão interligadas externamente.

O segundo tipo de processo, que decorre a baixas temperaturas, é uma tecnologia genuína de película fina com interligação integrada em série. A deposição a temperaturas entre os **200** e os **500 °C**, produz películas de silício com estruturas microcristalinas de grão muito fino. As baixas temperaturas permitem a utilização de substratos baratos (vidro, metal ou plástico). Os processos de deposição são similares com os das tecnologias de silício amorfo. Com o objectivo de criar camadas de espessura inferior a **10 µm**, e apesar da menor capacidade de absorção do silício cristalino, a captação da luz deve ser optimizada com estruturas que permitem a retenção da luz. Por este motivo, as superfícies de silício e as camadas de contactos (**TCO**), são "texturadas" (ver "estruturas da superfície e contactos nas células de silício cristalino").

As células microcristalinas têm obtido eficiências máximas estáveis de **8,5 %**. Poderão ser conseguidos melhores resultados, através da combinação numa célula "tandem" de estruturas microcristalinas e de silício amorfo. As células "tandem" são designadas por micromorfas, um termo que deriva das palavras microcristalina e amorfa. Quando combinadas, as células de estrutura **p-i-n** são capazes de utilizar melhor o espectro solar, do que individualmente. Simultaneamente, experimentam uma menor degradação. Foi medida uma eficiência máxima de **12 %** em condições estáveis de funcionamento. O primeiro módulo comercial foi lançado no mercado do Japão pela Kaneka.

2.4.3 Células híbridas: Células solares HCl

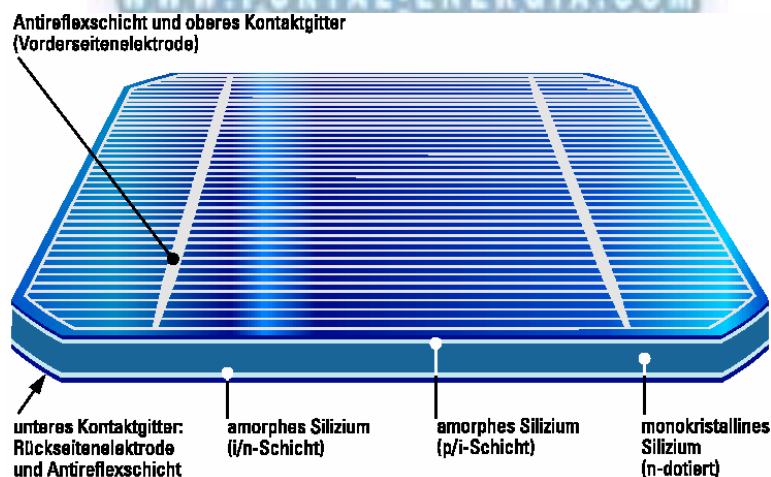


Figura 2.91 - Estrutura em camadas da célula solar híbrida HCl

Produção: A célula solar **HCl**, resulta da combinação da clássica célula solar cristalina, com uma célula de película fina. **HCl** - Heterojunção com uma Camada fina Intrínseca, refere-se à estrutura destas células solares híbridas. Consiste em silício cristalino e amorfo associados a uma película fina adicional não contaminada (camada fina intrínseca). Uma pastilha monocristalina forma o núcleo da célula **HCl** e é revestida em ambos os lados por uma camada fina de silício amorfo (**a-Si**). Como camada intermédia, uma camada ultrafina **i** (intrínseca) de silício, sem impurezas, liga a pastilha cristalina com cada uma das

camadas de silício amorfo. Uma camada **a-Si** dopada com impurezas do tipo **p**, é depositada no lado frontal, que forma a junção **p-n** com a pastilha monocristalina com impurezas do tipo **n**.

Enquanto que nas células solares convencionais de silício, o mesmo material semiconductor é contaminado de forma diferente no intuito de criar uma junção **p-n**, nas células solares **HCI** isto ocorre entre os dois semicondutores estruturalmente diferentes. Esta junção é conhecida por heterojunção. A camada amorfa **p/i** e a pastilha de impurezas do tipo **n**, cria uma estrutura **p-i-n** semelhante às células amorfas de película fina. A parte posterior da pastilha é revestida com silício amorfo intensivamente contaminada, para prevenir a recombinação dos portadores de carga livre no eléctrodo posterior. Nas superfícies da célula, o revestimento anti-reflectivo e a textura da pastilha contribuem para diminuir as perdas por reflexão.

Não há degradação da eficiência em resultado do fenómeno de envelhecimento por indução da luz, como é característico das células amorfas de película fina. Comparadas com as células solares cristalinas, a célula **HCI** distingue-se pela maior produção de energia a elevadas temperaturas. Neste caso, por cada incremento da unidade de temperatura em Grau Celsius, há uma queda de eficiência de **0,33 %**, em comparação com os **0,45 %** sentidos pelo silício cristalino. A célula **HCI** poupa energia e material no seu fabrico. A temperatura necessária para a deposição é de apenas **200 °C**. Isto significa que as pastilhas são expostas a um menor esforço térmico e podem ser reduzidas para uma espessura de aproximadamente **0,2 mm**.

Eficiência: 17,3 %.

Forma: Quadrada (estriada).

Tamanho: 104 mm x 104 mm.

Espessura: 0,2 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Azul escura a praticamente preto.

Fabricante de células: Sanyo.

2.4.4 Comparação entre os diferentes tipos de células solares

Para os sistemas solares com ligação à rede eléctrica pública, geralmente são utilizadas células solares de silício monocristalino e policristalino. A menor eficiência do silício policristalino é contrabalançada pelas vantagens que oferece em termos do preço final, que advém dos menores custos de fabrico.

Os módulos de silício amorfo têm sido maioritariamente utilizados em aplicações de lazer (pequenas aplicações, campismo, barcos). Recentemente, os resultados de longo prazo conseguidos com testes, demonstraram que as reservas referentes à sua estabilidade e ao seu comportamento ao longo do tempo, eram infundadas, pelo que os módulos amorfos poderão tornar-se cada vez mais comuns nos grandes sistemas.

Os módulos híbridos **HCI** alcançam maiores níveis de eficiência entre os módulos comerciais disponíveis.

Os módulos de película fina **CIS** e **CdTel** alcançaram a fase de produção em série e têm vindo a ser utilizados em vários locais de referência.

Os chamados semicondutores **III-V**, como são o Arsenieto de Gálio (**GaAs**) que consiste em elementos do **Grupo III** e do **Grupo V** na tabela periódica, permitem a produção de células solares de elevada eficiência. Não são competitivas no preço. Por este motivo, são utilizadas apenas no espaço e para sistemas de concentração, normalmente combinadas com compostos adicionais **III-V**, tais como o **GaSb** ou o **GaInO**, em células solares sobrepostas. Estas células duplas e triplas são interessantes objectos de investigação, num esforço que visa estabelecer novos recordes de eficiência celular.

As células sensibilizadas com colorantes, são uma variante interessante para o futuro. Com as suas cores e transparência poderão vir a constituir um novo marco, especialmente na integração em edifícios. Na Austrália, os primeiros módulos foram produzidos comercialmente em quantidades limitadas. Os valores máximos de eficiência das células e módulos solares são sumariamente descritos na tabela a seguir. Os valores para os módulos que estão disponíveis no mercado, podem ser vistos na análise geral do mercado, que será também objecto de abordagem no presente documento.

Tabela 2.4 - Máxima eficiência fotovoltaica

Dados: Fraunhofer ISE, Universidade de Stuttgart, 26th IEEE PVSC, NREL, UNSW, folhas de cálculo de vários fabricantes

Material da célula solar	Eficiência da Célula η_z (Laboratório)	Eficiência da Célula η_z (Produção)	Eficiência da Célula η_M (Produção em Série)
Silício Monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Células de silício policristalino EFG	19,7%	14%	13%
Silício cristalino de película fina	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo*	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo*	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida HCl	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telurieto de Cádmio	16,4%	10%	9%
Semicondutor III-V	35,8% **	27,4%	27%
Célula sensibilizadas com colorante	12,0%	7%	5% ***

* no estado estável.

** medida com um fluxo concentrado de radiação.

*** séries de produção limitada.

A imagem que a seguir se apresenta, mostra um sistema com várias unidades compostas por módulos de diferentes tecnologias celulares. Cada unidade individual possui uma potência instalada de **1 kWp**.



Figura 2.92 - Instalação fotovoltaica com módulos que utilizam várias tecnologias de células solares no Colégio Weihenstephan (Alemanha). Da esquerda para a direita: policristalino, monocristalino, CIS, amorfo, Telurieto de Cádmio, sendo cada um de aprox. 1 kWp
Fotografia: Soltec

2.5 Propriedades eléctricas das células solares

2.5.1 Diagrama do circuito equivalente das células solares

Uma célula solar composta por camadas de silício contaminado por impurezas do tipo **p** e do tipo **n**, tem o mesmo princípio que um diodo comum de silício. Ambos têm propriedades eléctricas semelhantes. Como exemplo, a curva característica do diodo de silício **BAY 45** é aqui ilustrada. Quando o diodo é

ligado a um circuito de modo a que o potencial seja positivo no ânodo dopado com impurezas do tipo **p**, e negativo no cátodo dopado com impurezas do tipo **n**, o díodo está directamente polarizado. Neste caso aplica-se a curva característica do primeiro quadrante. A partir de uma tensão definida (a tensão limiar de condução neste caso é 0,7V), a corrente passa a fluir. Se o díodo for polarizado inversamente, a corrente é impedida de circular nesta direcção. Neste caso aplica-se a curva característica do terceiro quadrante. O díodo apenas se torna condutivo quando se superar a tensão de bloqueio (neste caso 150V). Isto pode levar inclusive à destruição do díodo.

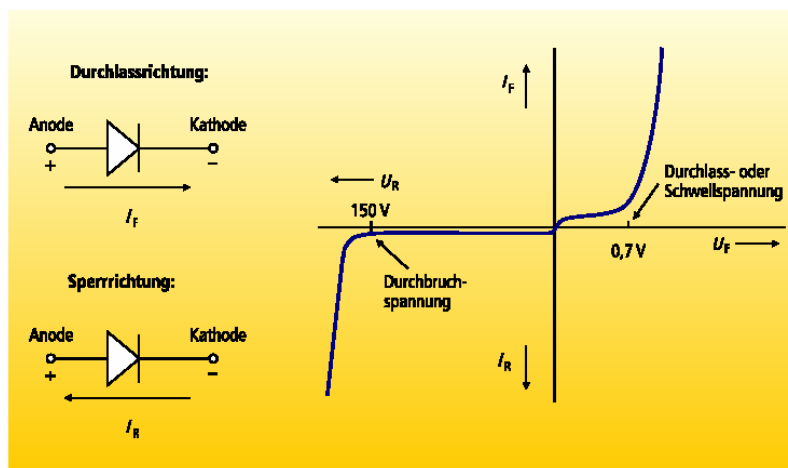


Figura 2.93 - Curva característica corrente tensão do díodo de silício BAY45

Tabela 2.5

Parâmetros	Símbolo	Unidade
Tensões:	U	V
Tensão aos terminais da célula solar.	U_D	V
Tensão no díodo	U_T	V
Tensão da temperatura		
Correntes:		
Corrente nos terminais da célula solar	I	A
Corrente do díodo	I_D	A
Corrente de saturação do díodo inversamente polarizado	I_S	A
Fotocorrente	I_{PH}	A
Corrente a través da resistência em paralelo	I_P	A
Factor do díodo	m	
Coefficiente do fotocorrente	C_0	m^2/V
Irradiância solar	E	W/m^2
Resistência em paralelo	R_p	Ω
Resistência em Série	R_s	Ω

Em baixo, o diagrama simplificado de circuito equivalente das células solares é considerado em maior relevo

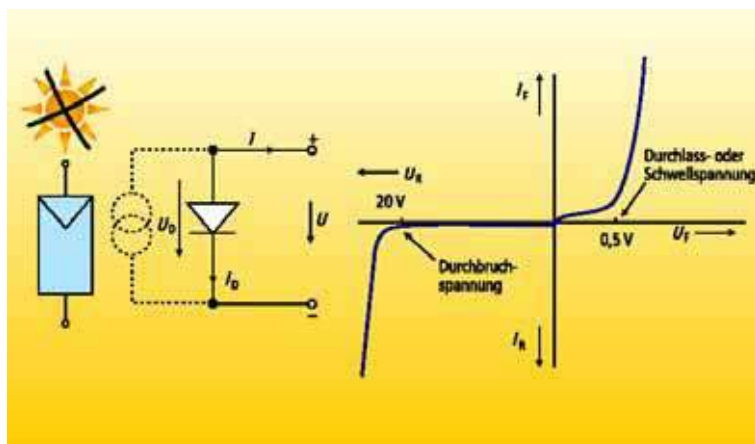


Figura 2.94 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula em total escuridão

Fórmula:

$$U = U_D$$

$$I = -I_D = -I_0 \times \left(e^{\frac{U}{m \times U_T}} - 1 \right)$$

Uma célula solar não iluminada é representada por um diodo no diagrama do circuito equivalente. Neste contexto, também é aplicável a curva característica de um diodo. Para uma célula solar monocristalina, pode-se assumir uma tensão limiar de condução de aproximadamente **0,5 V** e uma tensão de bloqueio de **12-50 V** (dependendo da qualidade e do material da célula).

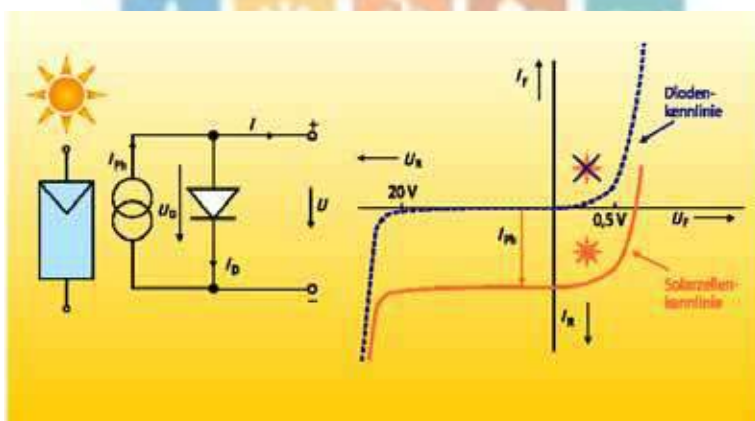


Figura 2.95 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula irradiada

Fórmula:

$$U = U_D$$

$$I_{PH} = C_0 \times E$$

$$I = I_{PH} - I_D$$

Quando a luz incide na célula solar, a energia dos fótons gera portadores de carga livre. Uma célula solar iluminada forma um circuito paralelo entre uma fonte de corrente e um diodo. A fonte de corrente produz uma corrente fotoelétrica (fotocorrente) **I_{ph}**. A corrente depende da irradiância solar. A curva característica do diodo é desviada pela magnitude da fotocorrente na direcção da polarização inversa (quarto quadrante no diagrama).

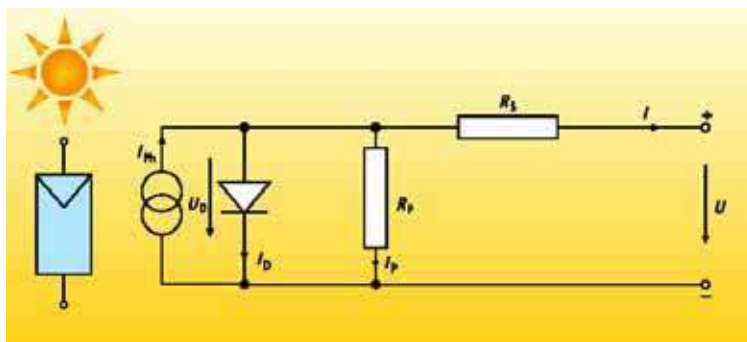


Figura 2.96 - Diagrama completo do circuito equivalente

Fórmula:

$$I = I_{PH} - I_D - I_P$$

$$I_P = \frac{U_D}{R_P} = \frac{U + R_S \times I}{R_P}$$

O diagrama completo do circuito eléctrico equivalente, é designado por modelo de um díodo e é utilizado como modelo standard de uma célula fotovoltaica. Na célula solar ocorre uma queda de tensão, quando os portadores de carga migram do semicondutor para os contactos eléctricos. Isto é descrito pela resistência série R_S . Esta resistência tem uma amplitude de uns poucos **miliohms**. O modelo é completo por uma resistência paralela ($R_P \gg 10 \text{ ohms}$), que descreve a corrente de fuga inversa. Ambas as resistências são responsáveis pelo abatimento da curva característica da célula solar. Com a resistência em série, é possível calcular as curvas características de corrente e de tensão das células solares, para diferentes irradiações e temperaturas, de acordo com os procedimentos estabelecidos nas normas **DIN EN 60891/IEC 60891**.



Modelos adicionais de células solares

Para além dos modelos de células solares já apresentados, são ainda utilizados outros modelos. A tabela 2.6 oferece uma visão geral dos modelos mais comuns, com os respectivos diagramas do circuito eléctrico equivalente, as respectivas equações de corrente e de tensão, e a avaliação da precisão. Para completar os diagramas do circuito eléctrico equivalente, foi acrescentada uma resistência geral de carga R . O objectivo destes diagramas e modelos da célula solar, é o de descrever a curva característica solar através de equações matemáticas o mais fielmente possível, com o modelo experimental. Estes modelos suportam o conhecimento teórico, permitindo a concepção dos instrumentos de controlo e de medida nos sistemas fotovoltaicos (por exemplo controladores **MPP**) ou dos programas de simulação (ver capítulo 7). Permitem ainda determinar o ponto de máxima potência sob diferentes condições de operação e, deste modo, determinar o ponto operacional óptimo do sistema fotovoltaico. Para este efeito é necessário começar pela determinação do gradiente M da curva característica (ver figura 2.98).

$$M = \frac{du}{di} = \tan \varpi \frac{Du}{Di}$$

O **MPP** é descoberto na curva característica de corrente/tensão no ponto onde o gradiente M vale um, pelo que o ângulo do gradiente ϖ é de **45°**. Do ponto de vista matemático, a equação da potência/tensão resulta da segunda derivada da equação de corrente/tensão. No ponto **MPP**, a potência toma o seu valor máximo, pelo que o gradiente da curva de potência/tensão é igual a zero e o ângulo do gradiente é também de zero graus (ver também figura 2.99, curva característica vermelha).

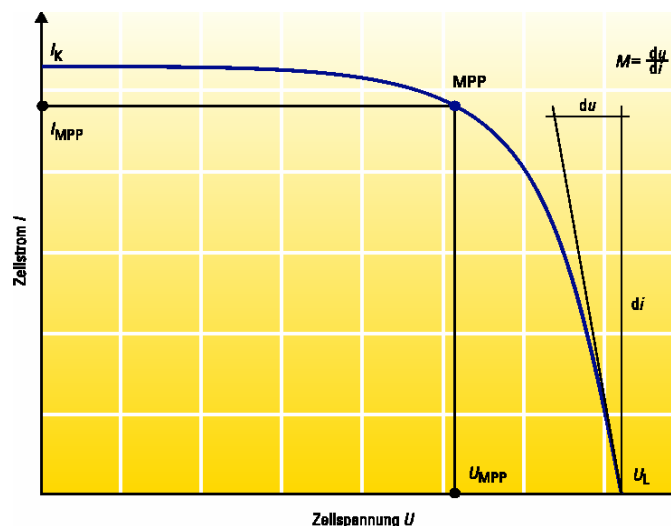


Figura 2.97 - Gradiente na curva característica de corrente tensão de uma célula solar

Em vários campos de aplicações, o modelo standard não é suficientemente preciso. Quando é necessária uma maior precisão, é utilizado o modelo de dois díodos ou o modelo efectivo da célula solar. Para efectuar cálculos com o modelo de dois díodos, devem conhecer-se seis parâmetros das células solares. Contudo, não pode ser calculada uma solução explícita para a tensão em nenhum dos dois modelos.

O modelo efectivo da célula solar

O modelo efectivo da célula solar eficaz, precisa apenas de quatro parâmetros celulares para resolver as equações de corrente e tensão. Isto reduz o esforço para efectuar o cálculo e para obter informação sobre os parâmetros que são apropriados. A característica especial da utilização do modelo efectivo da célula solar, é que ambas as resistências **R_s** e **R_p** do modelo standard, estão combinadas numa resistência fotovoltaica fictícia **R_{PV}**. Esta resistência fotovoltaica pode tomar valores positivos e negativos. Por este motivo não é uma resistência ôhmica.

Os quatro parâmetros celulares necessários (**R_{PV}**, **U_T**, **I₀** e **I_{PH}**), podem ser calculados como se segue, a partir do gradiente **M** e a partir dos parâmetros celulares de tensão de circuito aberto **U_{OC}**, da corrente de curto-circuito **I_{CC}**, da tensão **MPP U_{MPP}** e da corrente **MPP I_{MPP}**:

$$R_{pv} = -M \frac{I_{CC}}{I_{MPP}} + \frac{U_{MPP}}{I_{MPP}} \left(1 - \frac{I_{CC}}{I_{MPP}} \right)$$

$$U_T = -\left(M + R_{pv} \right) I_{CC} - \frac{U_{OC}}{U_T}$$

$$I_0 = I_{CC}^e$$

$$I_{ph} = I_{CC}$$

O gradiente **M** é necessário para o cálculo e é função dos seguintes parâmetros:

$$M = f(U_{OC}, I_{CC}, U_{MPP}, I_{MPP})$$

As seguintes aproximações da curva característica podem ser derivadas com uma precisão de 1%:

$$M = \frac{U_{0C}}{I_{CC}} \left(k_1 \frac{I_{MPP} U_{MPP}}{I_{CC} U_{0C}} + k_2 \frac{U_{MPP}}{U_{0C}} + k_3 \frac{I_{MPP}}{I_{CC}} + k_4 \right)$$

Com a equação constante,

$$k_1 = -5.411 \quad k_2 = 6.450 \quad k_3 = 3.417 \quad k_4 = -4.422$$

Para calcular as constantes desta equação, foi utilizado um método matemático numérico (método dos mínimos quadrados). Os parâmetros da célula e do módulo necessários para o cálculo (U_{0C} , I_{CC} , U_{MPP} e I_{MPP}), podem ser obtidos a partir das fichas técnicas fornecidas pelos fabricantes. São calculados os quatro parâmetros celulares acima indicados a partir do gradiente **M**. Todos os pontos da curva solar característica podem ser calculados com bastante precisão, utilizando as equações da tabela 2.6 para a tensão e a corrente. O modelo efectivo da célula solar é o modelo base do instrumento de medição, que determina o ponto de desempenho máximo que é apresentado na figura 2.98. Este dispositivo pode calcular a potência nominal (ponto **MPP** sob condições **CTS**) dos módulos fotovoltaicos em condições normais de funcionamento. A precisão da medida de potência nominal no terreno, utilizando este instrumento num módulo fotovoltaico, está estimada em $\pm 5\%$.

Tabela 2.6 - Diagramas do circuito equivalente das células solares e respectivas equações da curva característica

	Modelo Modelo	Exatidão Modelo	Standard-Model (Einfaches-Model)
Equivalentes in R-Mal			
Errechnen-Erweiterungs-gleichungen	$I = I_{ph} - I_0 \left(a^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right)$	$I = I_{ph} - I_0 \left(a^{\frac{U + R_s I}{U_T}} - 1 \right)$	$I = I_{ph} - I_0 \left(a^{\frac{U + R_s I}{U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I R_p}{R_p}$
Exakte Form	$U = U_T \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right)$	$U = U_T \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - R_s I$	Exakte Lösung für U und I nicht
Bezugsgleich	genau	genau	genau
	Zweifellos-Model	Effektives Standard-Erweiterungs-Model	
Equivalentes in R-Mal			
Errechnen-Erweiterungs-gleichungen	$I = I_{ph} - I_{01} \left(a^{\frac{U + R_s I}{U_T}} - 1 \right) - I_{02} \left(a^{\frac{U + R_s I}{U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I R_p}{R_p}$	$I = I_{ph} - I_0 \left(a^{\frac{U + R_s I}{U_T}} - 1 \right)$	
Exakte Form	Exakte Lösung für U und I nicht	$U = U_T \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - R_s I$	
Bezugsgleich	sehr gut	sehr gut	



Figura 2.98 - Dispositivo de medida da potência máxima
Fotografia: PV Engineering

2.5.2 Parâmetros celulares e curvas características da célula solar

Na literatura técnica, é encontrado com frequência apenas uma parte da curva de corrente e de tensão – a parte na qual a célula solar produz corrente (4º quadrante da curva característica na Figura 2.95). Ao mesmo tempo, a curva característica é reflectida segundo o eixo da tensão. Esta parte da curva característica é, então, denominada curva característica da célula solar.

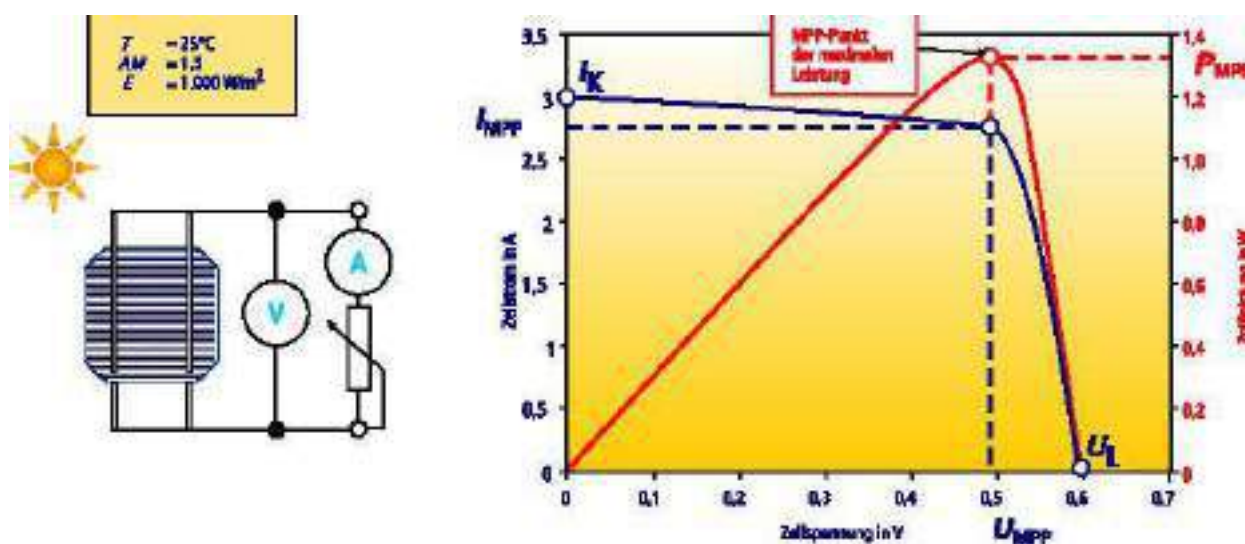


Figura 2.99 - Curva corrente-tensão característica de uma célula solar de silício cristalino

Se a luz incidir sobre uma célula solar desligada da carga, é criada uma tensão aproximada de **0,6 V**. Esta tensão pode ser medida como a tensão de circuito aberto a partir dos dois contactos da célula. Se ambos os contactos estiverem em curto-circuito através do amperímetro, a corrente do curto-circuito poderá ser calculada. No intuito de registar completamente a curva característica da célula solar, será necessária uma resistência variável (derivação), um voltímetro e um amperímetro.

Condições de Teste Standard (CTS)

Por forma a se poder comparar diferentes células ou mesmo diferentes módulos fotovoltaicos, encontram-se especificadas condições uniformes de teste, sob as quais os dados eléctricos da curva característica da célula solar são identificados. Estas “Condições de Teste Standard” estão em consonância com as normas **IEC 60904 / DIN EN 60904**:

1. uma irradiância **E** de **1.000W/m²**,
2. uma temperatura **T** na célula de **25°C**, com uma tolerância de **± 2°C**,
3. e um espectro de luz definido (distribuição do espectro da irradiância solar de referência de acordo com a norma **IEC 60904-3**) com uma massa de ar **AM = 1,5**.

A curva é caracterizada basicamente pelos três pontos seguintes:

1. **MPP (Ponto de Potência Máxima)**, é o ponto da curva característica onde a célula solar funciona à máxima potência. Para este ponto estão especificadas a potência P_{MPP} , a corrente I_{MPP} e a tensão U_{MPP} . O valor da potência **MPP** é fornecido em unidades pico de vatio.
2. A corrente do curto-circuito I_{CC} é aproximadamente **5 a 15%** maior do que a corrente **MPP**. Com células standard cristalinas (**10cm x 10cm**) sob condições de referência **CTS**, a corrente de curto-circuito é cerca de **3 A**.
3. A tensão do circuito aberto U_{OC} regista, com células cristalinas, aproximadamente **0,5 a 0,6 V** e, para células amorfas, aproximadamente **0,6 a 0,9 V**.

Os parâmetros celulares e as curvas características das células de película delgada desviam-se, em certos casos substancialmente, dos equivalentes para as células de silício cristalino. Nas células amorfas, o ponto **MPP** está localizado nos **0,4 V** e a curva característica é em geral mais abatida (ver Figura 2.100). Devido à sua menor eficiência, a corrente é menor. Para atingir a mesma potência das células cristalinas, é preciso uma maior superfície celular. A menor demarcação do ponto **MPP** exige um melhor controlo tecnológico do inversor e do controlador **MPP**.

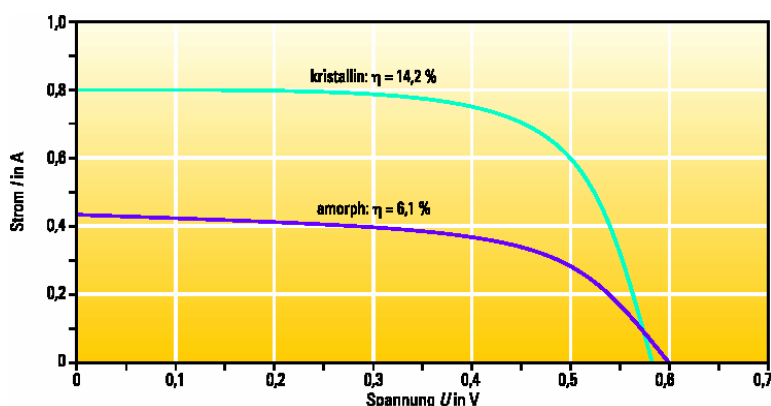


Figura 2.100 - Comparação entre as curvas corrente-tensão características das células solares de silício cristalino e amorfo, assumindo uma irradiância de 1.000 W/m^2 , numa superfície com uma área de $5\text{cm} \times 5\text{cm}$ e a uma temperatura de 28°C .

A corrente do curto-circuito depende linearmente da irradiância. Se a irradiância duplicar, a corrente também duplica. Este facto justifica a linha recta do gráfico que a seguir é apresentado. A tensão de circuito aberto mantém-se relativamente constante enquanto a irradiância muda. Apenas quando a irradiância desce abaixo dos 100 W/m^2 , a tensão sofre uma quebra. A relação matemática entre a tensão e a irradiância numa célula solar cristalina é uma função logarítmica.

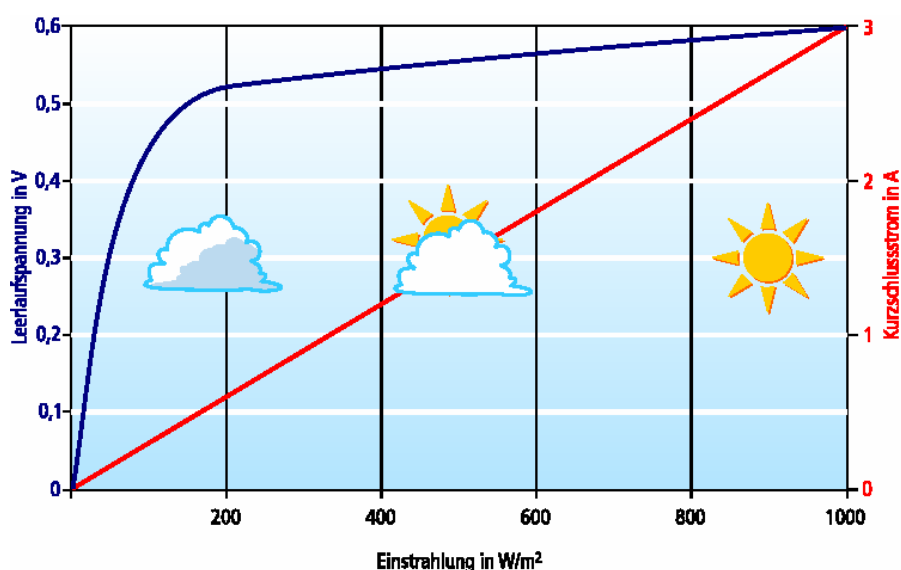


Figura 2.101 - Tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito em função da irradiância

O factor de forma é um indicador da qualidade das células solares. É definido como um quociente entre a potência **MPP** e a potência máxima teórica que surge como o produto da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto.

$$FF = \frac{U_{MPP} \times I_{MPP}}{U_{OC} \times I_{CC}} = \frac{P_{MPP}}{U_{OC} \times I_{CC}}$$

Para as células cristalinas solares, o factor de forma tem um valor que se situa entre **0,75 a 0,85**. Para as células solares amorfas este valor situa-se entre **0,5 a 0,7**. Graficamente, o factor de forma pode ser determinado como o rácio entre a área **B** e a área **A** (ver figura 2.102).

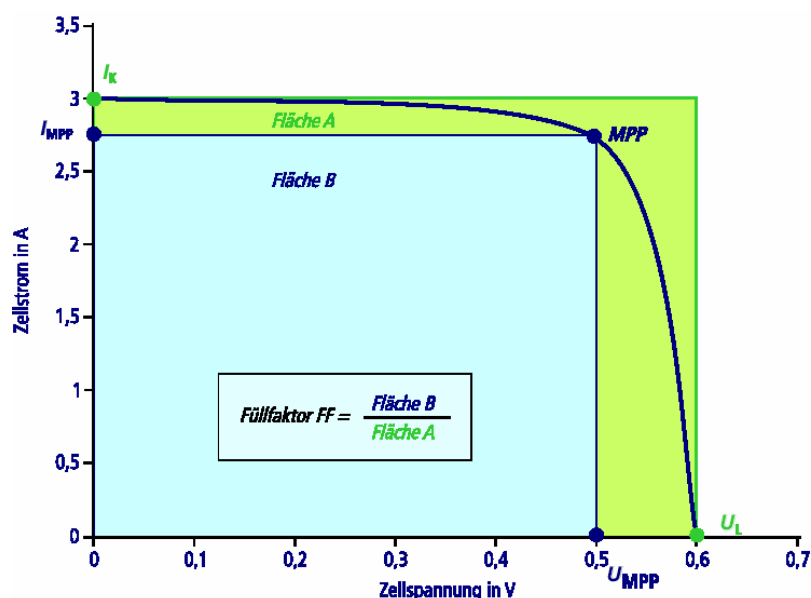


Figura 2.102 - Factor de forma das célula solares

Os parâmetros mais importantes das células solares aparecem listados na tabela a seguir.

Tabela 2.7

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
Potência:	P		
MPP (ponto de máxima potência)	P _{MPP}	Wp	Potência máxima sob as condições de referência CTS- (potência nominal)
Eficiência	η	%	Rácio entre a energia fornecida pela célula e a irradiância solar
Factor de Forma	FF		Factor que compara a qualidade das células solares, compreendido geralmente ente 0.5 e 0.85
Tensão:	U _L		
Tensão MPP (no ponto de potência máxima)	U _{MPP}	V	Tensão fotovoltaica no ponto MPP (Tensão nominal)
Tensão de circuito aberto	U _{OC}	V	Tensão de circuito aberto, geralmente especificada para condições de referência CTS: tensão que a célula solar fornece quando ambos os terminais não estão ligados a uma carga.
Corrente:	I _K		
Corrente MPP (no ponto de máxima potência)	I _{MPP}	A	Corrente fotovoltaica no MPP (corrente nominal)
Corrente de curto-circuito	I _{CC}	A	Corrente de curto-circuito, geralmente especificada para condições de referência CTS: corrente que a célula solar fornece quando ambos os terminais estão ligados directamente entre si.

Dado que o módulo fotovoltaico ou o gerador fotovoltaico consiste num conjunto de células solares ligadas entre si, a informação deste capítulo poderá ser transferida para os capítulos seguintes.

2.5.3 Sensibilidade espectral

Consoante o material e a tecnologia utilizada, as células solares são mais ou menos eficazes na conversão das diferentes bandas de cor da luz solar em electricidade. A sensibilidade espectral define a faixa da radiação para a qual a célula funciona de um modo mais eficaz, e influencia a eficiência sob diferentes condições de radiação. A maior parcela de energia solar está concentrada na faixa da luz visível entre **400 nm** e **800 nm**.

Enquanto as células solares cristalinas são particularmente sensíveis à radiação solar de onda longa, as células de película fina utilizam melhor a luz visível. As células de silício amorfo podem absorver a radiação de onda curta com eficácia. Em contraste, os materiais **CdTe** e **CIS** são mais adequados para as ondas de comprimento médio.

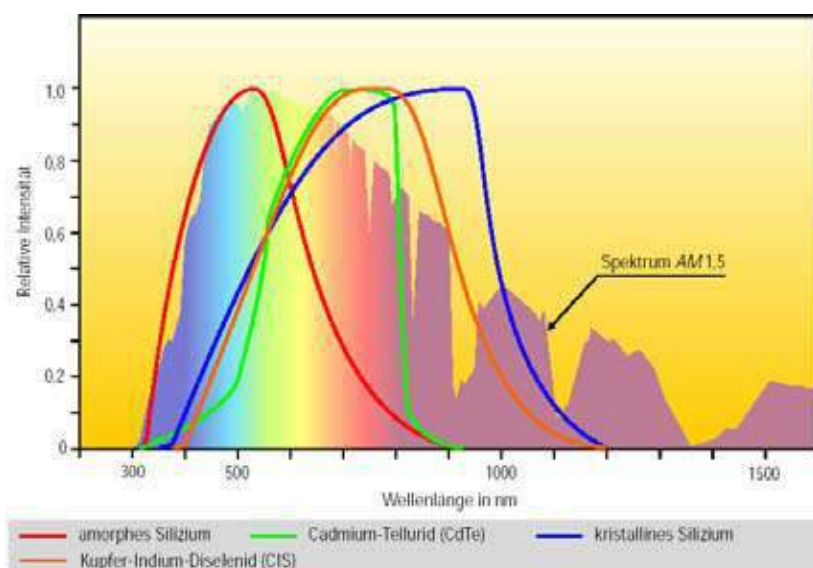


Figura 2.103 - Sensibilidade espectral dos diferentes tipos de células solares
 Fontes: ISET Kassel

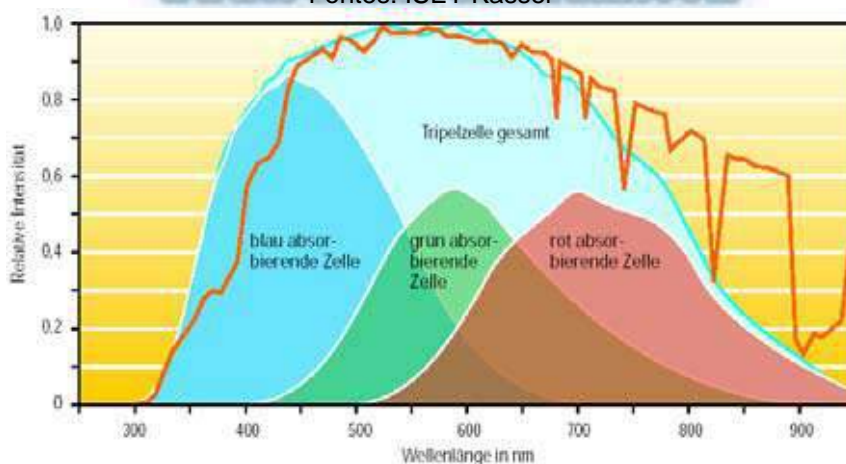


Figura 2.104 - Sensibilidade espectral de uma célula solar amorfa de junção tripla e das células individuais verticalmente sobrepostas
 Fonte: Uni-Solar

Nas células em pilha, que são particularmente comuns na tecnologia de película fina, as células individuais sobrepostas permitem uma optimização das diferentes amplitudes de comprimento de onda (ver figura 2.104). A figura 2.105 apresenta a estrutura em camadas de uma célula solar tripla. Neste caso, a célula superior absorve a luz azul e permite a penetração dos outros componentes da luz. A luz verde/amarela é captada pela célula média. Por fim, a célula inferior converte a luz vermelha. Esta

divisão em diferentes zonas do espectro, confere à célula tripla o maior nível de eficiência entre as células amorfas e, adicionalmente, o melhor aproveitamento para baixos níveis de irradiância (ver capítulo 3 “Propriedades eléctricas dos módulos de película fina”).

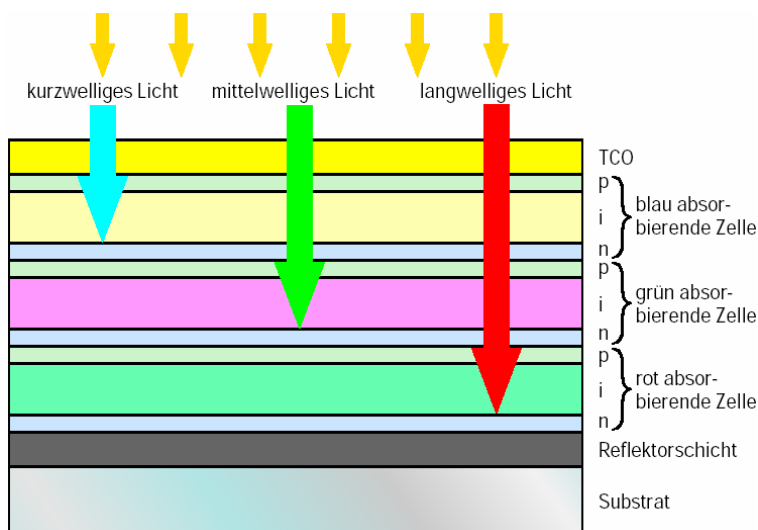


Figura 2.105 - Estrutura em camadas de uma célula de junção tripla. As três sub-células são sensíveis a diferentes repartições espectrais da radiação

2.5.4 Eficácia da célula solar e dos módulos fotovoltaicos

A eficiência η (**eta**) das células solares é o resultado do rácio entre a potência entregue pela célula solar e a potência da radiação solar. Por este motivo, é calculada a partir da potência **MPP** (P_{MPP}), da irradiância solar (**E**) e da área da superfície (**A**) da célula solar, como se segue:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \times E} = \frac{FF \times U_{OC} \times I_{CC}}{A \times E}$$

Nos módulos solares fotovoltaicos, **A** toma o valor da área da superfície do módulo. Nas fichas técnicas dos módulos, a eficiência é especificada sempre sob condições de teste standard **CTS**:

$$\eta_n = \eta (CTS)$$

Isto permite calcular à eficiência nominal das células solares e dos módulos:

$$\eta = \frac{P_{MPP(STC)}}{A \times 1000 \text{ W/m}^2}$$

A eficiência das células solares depende da irradiância e da temperatura. A eficiência para um nível de irradiância ou de temperatura particular é o resultado da diferença entre a eficiência nominal e a amplitude da variação da eficiência.

$$\eta = \eta_n - \Delta\eta$$

Com o factor de radiação **s**, pode ser calculada a amplitude da variação da eficiência para irradiações que se desviam das condições de referência **CTS**.

$$s = \frac{E}{1000 \text{ W/m}^2}$$

A título de exemplo, para **s = 0,5** significa que o factor de radiação é metade do equivalente para a irradiância sob condições de referência **CTS** e que, por isso, a irradiância é de **500 W/m²**. A variação

aproximada da eficiência das células de silício cristalino resulta, para temperaturas constantes, da fórmula que se segue:

$$\Delta\eta \approx -0,04 \times \eta_n \times \ln s$$

Com $s=0,5$ e uma eficiência solar sob condições de referência **CTS** de **15,4 %**, obtém-se uma eficiência **0,4 %** menor do que sob condições **CTS**. Neste caso concreto, a eficiência com irradiância de **500 W/m²** é de **15 %**. Em contraste, as células amorfas triplas são aproximadamente **30 %** mais eficientes para fracos níveis de radiação do que sob condições de referência **CTS** (ver capítulo 3 “Propriedades eléctricas dos módulos de película fina”).

A eficiência das células solares cristalinas decresce com o aumento da temperatura. Por este motivo, as células solares cristalinas atingem a sua maior eficiência a baixas temperaturas. Os coeficientes de temperaturas dependem do tipo de material. No caso do silício cristalino, o coeficiente de variação da eficiência em função da temperatura toma o valor aproximado de **0,45 % / °C** (ver capítulo 3). Para uma irradiância constante, a variação da eficiência é calculada do seguinte modo:

$$\Delta\eta \approx -0,45 \% \times (25\text{ °C} - \theta) \times \eta_n$$

Adicionalmente, o factor de temperatura depende da irradiância. Para reduzidos níveis de irradiância, a redução da potência em resultado dos efeitos da temperatura não é significativa para as células cristalinas. Para **100 W/m²** é de apenas **0,15 %**. Em contraste, para reduzidos níveis de irradiância, o coeficiente térmico de variação da eficiência das células amorfas sobe até **+1,4 %** por grau centígrado (ver figura 3.70).



3 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 Módulos fotovoltaicos

3.1.1 Encadeamento de Células

A reduzida potência das células solares justifica a ligação de várias células no fabrico dos módulos fotovoltaicos (encadeamento de células). Na ligação em série, os contactos frontais de cada célula são soldados aos contactos posteriores da célula seguinte, por forma a ligar o pólo negativo (parte frontal) da célula com o pólo positivo (parte posterior) da célula seguinte. Os terminais de início e de fim da fileira de células são estendidos para o exterior, tendo em vista a posterior ligação eléctrica.

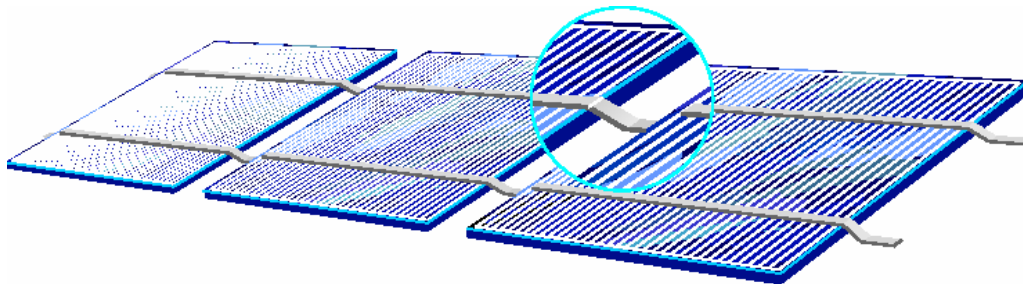


Figura 3.1 - Interligação em série de células cristalinas solares



Figura 3.2 - Ligação automática das células
Fotografia: Flabel Solar

Interligação das séries integradas de células de película fina

As células cristalinas são interligadas numa determinada fase da produção. Em contraste, a ligação eléctrica entre as células de película fina constitui uma parte integrante do fabrico das células, através do corte de ranhuras na camada do material semiconductor. Neste caso, os materiais são cortados em tiras celulares de aproximadamente um centímetro de largura, através de um laser ou de uma ponta de corte mecânico.

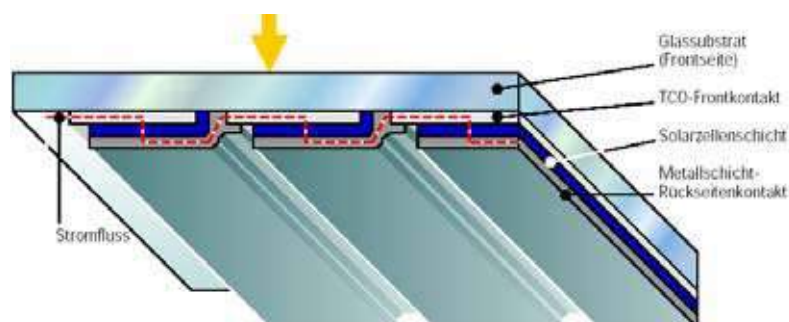


Figura 3.3 - Interligação série de células integradas de silício amorfo ou de CdTe

A figura 3.3 mostra a sequência de fabrico para a deposição do material celular na superfície frontal do substracto. Esta técnica é usada nos módulos **CdTe** e na maioria dos módulos de silício amorfo. Em primeiro lugar dá-se a separação da camada **TCO** em tiras paralelas, nas quais é depositada a camada celular. O segundo corte é então efectuado, ligeiramente afastado mas em paralelo com a primeira linha.

Finalmente, é aplicado o contacto posterior, sendo então feito o corte do mesmo numa terceira fase. Isto cria uma ligação eléctrica desde o contacto posterior de uma célula até ao contacto frontal da célula seguinte, estando as tiras celulares interligadas em séries.

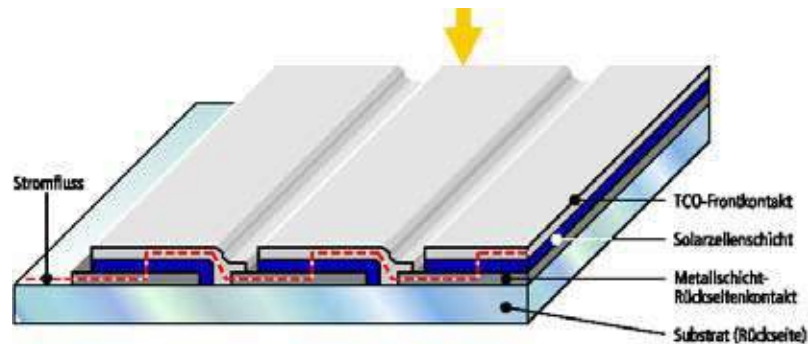


Figura 3.4 - Interligação série de células integradas de CIS ou silício amorfo

As células **CIS** e as células amorfas baseadas em filmes flexíveis, são depositadas na sequência inversa, começando pelo contacto posterior. Porém, a estruturação ocorre de forma análoga.

3.1.2 Encapsulamento da célula

Por forma a proteger as células das tensões mecânicas, dos agentes atmosféricos e da humidade, as células são embebidas num material transparente maleável, que tem ainda a particularidade de assegurar o isolamento eléctrico entre as células. Para a estabilização da estrutura, o material de encapsulamento é aplicado a um substrato. Na maioria dos casos é usado vidro, mas também é possível usar plástico acrílico, metal ou folheados de plástico.

Dependendo do processo, as células solares podem ficar assentes na parte posterior, frontal ou entre o material de substrato. É importante que a cobertura, no lado sensível à luz, seja feita de material com um elevada transmissão luminosa, por forma a permitir a maior incidência possível da energia solar na célula solar. Por esta razão, o vidro com baixo teor de ferro é usado geralmente como substrato frontal, pois permite uma penetração de **91 %** da luz.

O vidro solar é temperado para que possa resistir às elevadas cargas térmicas. Um vidro solar anti-reflexivo recentemente desenvolvido, tem uma cobertura adicional anti-reflexo aplicada por um processo cáustico ou por imersão, e uma transmissão luminosa de **96 %**. Este grau de transparência permite um aumento da produção total do módulo na ordem de **3,5 %**, em comparação com os restantes módulos que usam vidro solar convencional.

É possível distinguir três tipos diferentes de encapsulamento:

- Encapsulamento EVA
- Encapsulamento Teflon
- Encapsulamento em resina fundida

Encapsulamento em Etileno Vinil Acetato (EVA)

No encapsulamento em **EVA**, as fileiras de células são laminadas numa câmara de vácuo, pela aplicação de uma pressão negativa e positiva a uma temperatura crescente (processo de laminagem em vácuo). Durante este processo, o **EVA** derrete e circunscreve completamente as células solares. O **EVA** deve ser resistente à radiação **UV** que incide na superfície frontal. Na maioria dos casos, esta protecção é conseguida através de uma placa de vidro temperado, feita de vidro branco de elevada transparência (vidro solar). A parte posterior poderá ser feita a partir de um vidro endurecido convencional ou de um placa opaca.

O encapsulamento **EVA** é utilizado maioritariamente para o fabrico de módulos especiais e standard. Podem ser fabricados módulos com dimensões inferiores a **2 m x 3 m**. Para módulos de maiores

dimensões a falta de estabilidade da célula durante o processo de laminagem (flutuação das células), dificulta a manutenção rigorosa da distância entre as células.

A escolha de diferentes substratos permite utilizar vários tipos de processos de laminagem durante o fabrico.

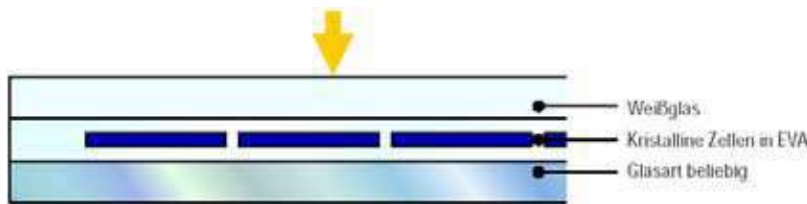


Figura 3.5 - Módulo vidro-vidro (EVA)

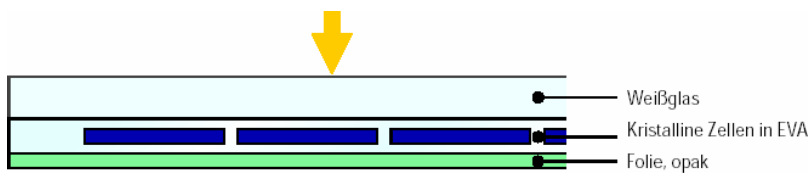


Figura 3.6 - Módulo vidro-película (EVA)

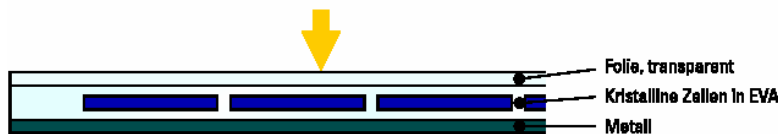


Figura 3.7 - Módulo metal-película (EVA)



Figura 3.8 - Módulo película-película (EVA)

Encapsulamento em Teflon

Com o encapsulamento em **Teflon**, as células solares são circundadas por um fluoropolímero especial (**Teflon**), num processo semelhante ao anteriormente descrito. Em contraste com o encapsulamento **EVA**, as células solares encapsuladas assentam num substrato galvanizado e não requerem outra cobertura na face frontal. O **Teflon** é resistente aos raios **UV**, altamente transparente, repele a sujidade, não perde cor e tem uma superfície não-reflectiva. Nos módulos **Teflon**, a camada **Teflon** tem apenas **0,5 mm** de espessura e é boa condutora de calor. Esta característica permite que a célula seja arrefecida independentemente do local e do tipo de instalação. Como substrato pode ser utilizado uma folha convencional de vidro endurecido que satisfaça as necessidades estruturais, ou qualquer material opaco, como é o caso do metal, ardósia, cimento ou cerâmica. O encapsulamento **Teflon** é usado maioritariamente para módulos especiais produzidos em pequena escala (ex.: telhas solares).



Figura 3.9 - Módulo de Teflon

Encapsulamento em resina fundida

O encapsulamento em resina recorre a um processo de fundição, no qual as células solares são fixadas entre duas folhas de vidro, através de amortecedores adesivos. Os bordos das folhas são unidos com separadores transparentes e adesivos nas duas faces. A folha frontal consiste num vidro branco endurecido, de elevada transparência. A folha oposta consiste num vidro convencional endurecido, que satisfaz os requisitos estruturais. A cavidade resultante é preenchida com uma resina fundida fortemente transparente. O tipo de resina utilizada determina se é necessário ou não a solidificação da resina através da incidência de radiação **UV**. Este processo pode influenciar a escolha do tipo de material da placa posterior. Se for usada um tipo de resina que exige o uso de radiação **UV**, não será permitida a aplicação de vidros tingidos na face posterior, dado que a resina situada entre as células solares e a folha de vidro tingida não se solidificará.

O encapsulamento de resina fundida permite o fabrico de módulos com dimensões máximas de **2,5 m x 3,8 m**. A maior vantagem deste tipo de encapsulamento consiste na rigorosa posição das células, que permanece constante durante a fundição. Isto permite que se mantenham intervalos uniformes entre as células, mesmo para grandes módulos. O encapsulamento em resina é utilizado normalmente para módulos especiais tendo em vista a integração em edifícios (fachadas, coberturas de vidro e dispositivos de sombreamento).

A resina usada no fabrico dos módulos é também utilizada para a produção de superfícies envidraçadas com isolamento acústico. Por este motivo, um módulo encapsulado com resina fundida, tem propriedades atenuantes em termos da propagação do ruído.



Figura 3.10 - Módulo vidro-vidro (resina fundida)

Principais aspectos relacionados com o encapsulamento dos módulos de película fina

Existem poucas diferenças no que respeita o encapsulamento das células cristalinas. Os módulos monolíticos de película fina têm por base uma folha de vidro (substrato), que é revestida pelo material semiconductor. Não é possível usar vidro temperado como substrato, dado que as elevadas temperaturas que caracterizam o processo de deposição do semiconductor iriam comprometer a resistência do vidro. Caso o módulo acabado de película fina tenha que responder a determinadas exigências em termos de dureza e de comportamento em caso de fractura (por exemplo, numa fachada), o módulo deverá ainda incorporar uma adicional folha de vidro de segurança endurecido. Por este motivo, um módulo de película fina com vidro de segurança endurecido, consiste sempre em duas folhas de vidro.

Em face das diferentes tecnologias de revestimento que são usadas no fabrico das células de película fina, o material semiconductor poderá ser depositado no topo ou no lado oposto da folha de substrato, dependendo do substrato se encontrar na face frontal ou posterior (ver secção 3.1.1 encadeamento de células). A posição do material semiconductor afecta a possível estrutura do módulo.

Nos módulos monolíticos amorfos ou **CdTe**, a camada do semiconductor está assente no lado posterior do vidro do substrato. Isto permite que o vidro do substrato desempenhe também a função de protector contra os agentes atmosféricos. Com o encapsulamento **EVA**, estes módulos poderão ser revestidos na face posterior por uma folha de tedlar, de vidro convencional ou, caso a aplicação o imponha, de vidro de segurança endurecido.



Figura 3.11 - Módulo vidro-vidro (células amorfas/CdTe em EVA)

Nos módulos **CIS** e nos módulos amorfos com revestimento metálico, a camada semicondutora é aplicada, respectivamente, ao vidro do substrato e à película do substrato. O módulo **CIS** recebe uma adicional folha de vidro, para protecção contra os agentes atmosféricos, assim como uma folha de vidro de segurança endurecido, no caso de vir a ser necessário.

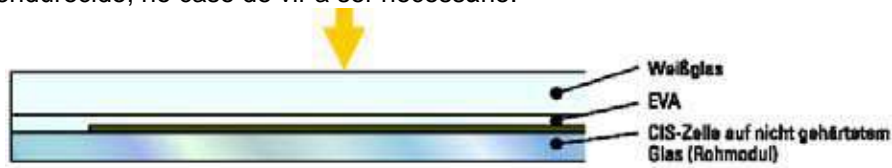


Figura 3.12 - Módulo vidro-vidro (Células CIS em EVA)

Enquanto que os módulos **CIS** possuem sempre duas lâminas de vidro, os módulos amorfos integrados em películas não utilizam qualquer tipo de vidro. Na face frontal, as unidades monolíticas dos módulos são envolvidas por um fluoropolímero que contém **EVA** (ver encapsulamento com Teflon), sendo estabilizadas na face posterior por um folheado de aço laqueado.

Quando se fabricam módulos de película fina com encapsulamento em resina, os vidros frontal e posterior do módulo não poderão ser usados como substratos das células de película fina, uma vez que são feitos de vidro termo-endurecido. Tal como acontece com as células mono e policristalinas, os módulos monolíticos de película fina são colocados e fundidos entre duas folhas de vidro modular. Por este motivo, este módulo vidro-vidro possui três folhas, sendo mais espesso do que os módulos vidro-vidro com células mono ou policristalinas de resina fundida.

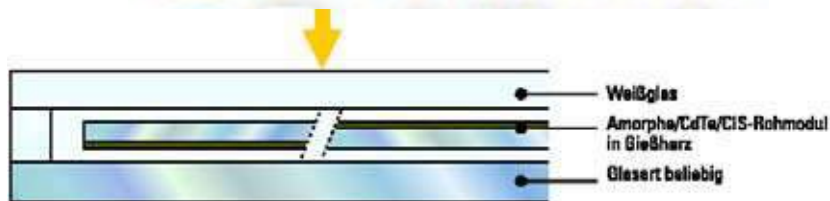


Figura 3.13 - Módulo vidro-vidro (Células de película fina em resina)

3.1.3 Tipos de módulos

Comercialmente, os módulos fotovoltaicos recebem várias classificações. O termo geral “módulo” é definido de forma mais precisa pelas qualidades específicas da unidade geradora.

Os módulos podem ser classificados da seguinte forma:

a) Em função do material celular:

- Módulos monocristalinos
- Módulos policristalinos
- Módulos de película fina (amorfos, CdTe e módulos CIS)

b) Em função do material de encapsulamento:

- Módulos Teflon
- Módulos de Resina Fundida
(a classificação “módulo EVA” não é geralmente usada)

c) Em função da tecnologia de encapsulamento:

- Laminagem (com Eva ou com Teflon)

d) Em função da tecnologia do substrato:

- Módulos película-película (flexíveis)
- Módulos vidro-película (ou módulos de vidro-Tedlar)

Módulos metal-película
Módulos de plástico acrílico
Módulos vidro-vidro

e) Em função da estrutura da armação:

Módulos com armação
Módulos sem armação (módulos laminados)

f) Em função de funções específicas de construção:

Módulos de vidro de segurança endurecido
Módulos de vidro de segurança laminado
Módulos de vidro isolante
Módulos de vidro isolante para coberturas de vidro
Módulos de vidro laminado

Os módulos que são fabricados em processos de laminagem (encapsulamento EVA e Teflon), são também referidos como laminados. Dependendo do resto da estrutura do módulo, são conhecidos como laminados flexíveis, laminados película-vidro ou laminados vidro-vidro. Quando a designação “laminado” é utilizada a sós, refere-se aos laminados película-vidro. No entanto, os laminados podem em geral serem descritos como módulos sem armação. Na realidade, o termo apenas se refere à tecnologia de encapsulamento, sendo disponíveis com e sem armação.

Existem ainda as seguintes distinções, que serão mais à frente explicadas em detalhe:

- Módulo Standard
- Módulo Especial
- Módulo feito à medida

Módulos Standard

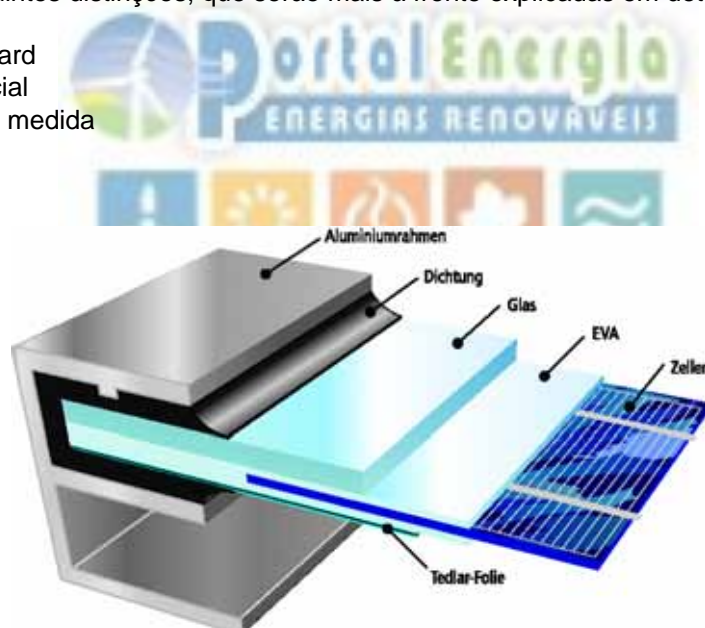


Figura 3.14 - Esquema da armação de um modulo standard

Os módulos standard ou convencionais são fabricados com o objectivo de obter a maior produção por metro quadrado, ao menor custo possível. Na sua maioria são laminados película-vidro encapsulados com **EVA**. Há módulos standard com e sem armações de alumínio. São aplicados sempre que não existam exigências especiais em termos de dimensão e forma, quer geralmente unidos a armações base standard, quer incorporados em sistemas de perfil que fazem parte integrante de edifícios. Um módulo standard típico é composto por **36 a 72 células** e oferece uma potência nominal típica situada entre **50 e 140 Wp** (nas células cristalinas). As células encontram-se normalmente dispostas em quatro fileiras consecutivas, resultando num módulo rectangular com dimensões aproximadas de **1,00 m x 0,5 m**.

O menor desperdício de material, a maior simplicidade da montagem, a possibilidade de novos desenhos dos sistemas e por último, mas não menos importante, o valor estético, levam hoje a que os módulos standard sejam comercializados com potências nominais máximas de **340 Wp** (220 células) e dimensões

de 2,5 m x 1,25 m. Mais à frente será possível encontrar-se uma visão geral do mercado dos módulos standard com e sem armação.



Figura 3.15 - Módulo standard sem armação [Solarfabrik]



Figura 3.16 - Módulo standard com armação photowatt

Módulos especiais

Os módulos especiais são módulos produzidos em massa para determinados propósitos. Nestes casos poderão ser utilizados materiais ou armações específicas. Como exemplo incluem-se todas as aplicações de pequena escala, e os módulos leves utilizados em veículos solares, barcos, campos e telhas solares. Estas últimas requerem uma armação que assegure a protecção do telhado no que se refere à chuva e à neve.



Figura 3.17 - Luz de aviso de obras na estrada



Figura 3.18 - Módulo flexível
Fotografia: Solarwatt



Figura 3.19 - Telha solar Terra Piatta
Fotografia: Pfeleiderer

Módulos específicos

Os módulos específicos são módulos que são fabricados especialmente para uma determinada aplicação. Poderá ser uma fachada fria ou quente, ou uma cobertura de vidro de um edifício. O local da aplicação determina a estrutura do módulo, a dimensão e a forma. As possibilidades de desenho para os módulos específicos, serão descritas com maior detalhe na próxima secção.



Figura 3.20 - Produção de um módulo específico em forma de trapézio
Fotografia: Flabeg

3.1.4 Opções de desenho para os módulos fotovoltaicos

Os módulos solares podem ser integrados de forma harmoniosa na envolvente dos prédios, pelo que não devem ser considerados apenas como componentes que geram energia eléctrica, mas também como um versátil material de construção. Este tipo de aplicação requer módulos de aspecto diversificado e com qualidades funcionais diversas, por forma a corresponder ao que é pretendido para a zona de implantação. O mercado fotovoltaico oferece uma ampla gama de soluções de desenho, que vão ao encontro da maioria das exigências do sector da construção civil.

Encontra-se disponível no mercado uma grande variedade de módulos standard e especiais. Com os módulos standard, os projectistas podem escolher entre vários tipos de células, dimensões e estruturas de armação. Dependendo da aplicação, existe também uma larga gama de módulos especiais. O que estes dois tipos de módulos têm em comum, é que são comercializados como produtos acabados, oferecendo aos projectistas a oportunidade de escolha, mas não lhes permitindo alterar a sua aparência final.

Em contraste, os módulos específicos são fabricados apenas por encomenda. Os dois componentes principais que formam os módulos fotovoltaicos – as células solares e o vidro, oferecem ao técnico inúmeras possibilidades de desenho. Para além de poder escolher o tipo de células e a sua distribuição, os diferentes atributos das superfícies envidraçadas permitem criar módulos multifuncionais, podendo oferecer soluções feitas à medida que vão ao encontro das especificidades arquitectónicas dos edifícios.

As possibilidades de desenho dos módulos específicos incluem:

- Tipo de célula
- Cobertura da célula
- Formato da célula
- Face de contacto da célula
- Face posterior da célula
- Dimensão do vidro
- Formato do vidro
- Tipo de vidro

A aparência final do módulo é determinada pelo modo em que se combinam estes parâmetros. Por isso, em conjunto com o fabricante de módulos, os projectistas podem criar módulos individuais com diferentes:

- cores (dependendo do tipo de célula, da face posterior, da face de contacto e do tipo de vidro)
- transparência (ver distribuição da célula)
- flexibilidade: podem construir-se módulos curvos com um raio de curvatura mínimo de **0,9 m**, a partir de células solares cristalinas, nas quais as células são encaixadas entre as folhas curvas ou, então, os módulos acabados são curvados. Os módulos de película fina são permanentemente flexíveis e enroláveis quando são depositados sobre substratos maleáveis.



Figura 3.21 - Módulo específico de vidro curvo O módulo vidro-vidro (resina fundida) curvado em frio é mantido em tensão através de tirantes

Fotografia: Saint Gobain

Tipo de célula

Existe uma grande oferta de células no mercado. O que à primeira vista parece ser uma gama uniforme, após um exame mais apurado revela uma diversidade considerável. As células cristalinas diferem de acordo com os processos de fabrico, na sua:

- estrutura (homogénea, cristalina),
- forma (rectangular, quadrada, semi-quadrada, arredondada),
- dimensão (10cm x 10cm, 12,5cm x 12,5cm, 15cm x 15cm),
- cor (azul, preta). O uso de revestimentos especiais anti-refletivos, permite obter cores como a magenta, o dourado, o castanho e o verde. No caso de se omitir o revestimento anti-refletivo, obtém-se uma cor de cinza prateado.

•

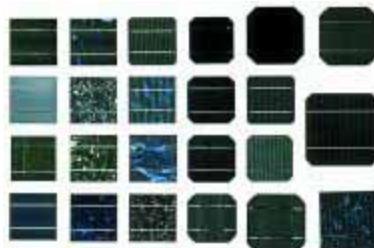


Figura 3.22 - Várias células cristalinas

Fotografia: Flabeg

As células de película fina não estão limitadas a dimensões standard das pastilhas, mas sim à dimensão do vidro do substrato. Dado que o substrato é completamente coberto pelas células solares, não existe a rede de células nem os circuitos de corrente típicos dos módulos cristalinos. No seu lugar, a superfície solar é homogénea e unicolor. Só num exame mais aprofundado podem ser observadas as linhas divisórias entre as tiras celulares. A cor é determinada pelo material da célula (**a-Si**, **CIS** ou **CdTe**). Os formatos típicos dos módulos são **1,20 m x 0,60 m** ou **1,00 m x 0,60 m** (conforme o fabricante). Para o fabrico de maiores módulos, com dimensões máximas de **2,00 m x 3,00 m**, as células de película fina são divididas em diferentes grupos de células, durante a deposição do material e, de seguida, combinadas no módulo.

Outra característica associada à tecnologia da película fina consiste na capacidade de fabrico de células solares flexíveis em substratos maleáveis.

Uma descrição mais detalhada dos vários tipos de células e a sua aparência pode ser encontrada no capítulo 2.



Figura 3.23 - Células solares CIS

Célula: Würth Solar



Figura 3.24 - Células de silício Amorfo

Célula: RWE Solar



Figura 3.25 - Células solares CdTe

Célula: Antec Solar

Distribuição das células

Nos módulos vidro-vidro, existe uma considerável liberdade de escolha em termos de desenho, conforme a posição das células e a possível interacção entre a estrutura, a sombra e a luz. Com módulos mono e policristalinos, o espaçamento entre as células e a distância à margem do vidro, podem ser definidos livremente. Isto permite o controlo específico da transparência (em termos de luz e de energia) e a possibilidade de jogar com o efeito luminoso resultante. Se um módulo solar cristalino tiver de ser uniformemente transparente, recomenda-se a utilização de módulos semitransparentes semelhantes aos módulos baseados em células **POWER**.



Figura 3.26 - Fábrica de células solares da Shell em Gelsenkirchen, Alemanha

Na superfície envidraçada do hall de entrada da fábrica de células solares da Shell (à esquerda da fotografia), as células solares foram distribuídas em tiras criando compridas e estreitas bandas de luz.

Na superfície envidraçada da área de conferências do Ministério Federal de Economia Alemão, as células foram densamente distribuídas por forma a conseguir suficiente sombreamento nas salas (figura 3.27). Pelo contrário, na cúpula de vidro do edifício da Câmara de Monthey, foi escolhida uma distância de **3-4 cm** entre as células para permitir a entrada de luz no edifício.



Figura 3.27 - Ministério Federal de Economia em Berlim
Módulos: Flabeg solar



Figura 3.28 - Câmara Municipal da Cidade de Monthey, Suíça
Módulos: Flabeg solar

Nos módulos de película fina, a semitransparência também é criada com adicionais ranhuras perpendiculares à tira celular. Neste caso, o material celular é retirado em estreitas tiras, de modo a que a luz possa entrar através destes canais. Isto cria um padrão finamente entalhado que proporciona aos módulos de película fina uma transparência uniforme e de cor neutra.

Num corredor de acesso da Universidade de Ciências Aplicadas em Trier-Birkenfeld, Alemanha, o vidro isolante convencional é alternado com módulos amorfos semitransparente de vidro isolante com uma transmissão luminosa máxima de **10 %**.



Figura 3.29 - Universidade de Ciência Aplicada Trier-Birkenfeld, Alemanha
Módulos: RWE Solar

Formato das células

As células cristalinas são normalmente quadradas, semiquadradas ou quadráticas. Por este motivo podem ser facilmente distribuídas nos módulos rectangulares. No caso dos módulos se desviarem da forma rectangular, em resultado das exigências da fachada (por exemplo), colocam-se duas possibilidades em termos da disposição da célula ao longo das margens diagonais do módulo: ou são recuadas ao longo da margem diagonal ou são cortadas em paralelo com esta. Esta última hipótese reduz a corrente que atravessa a célula, pelo que não será possível a sua ligação em série com as restantes. Permanecem assim inactivas do ponto de vista eléctrico. A aparência visualmente homogénea deste módulo, acarreta necessariamente custos adicionais em relação à alternativa do recuo da célula.

As células de película fina comportam-se de modo muito semelhante. O processo computadorizado de corte do vidro permite a criação de formatos diagonais ou arredondados. Contudo, a superfície activa do semiconductor é sempre rectangular. Por exemplo, nos módulos assimétricos a potência é determinada pela maior área possível rectangular, uma vez que a zona exterior a esta área não é activa do ponto de vista eléctrico. No entanto, não é possível distinguir as duas áreas visualmente.



Figura 3.30 - Banco Rural de Bayer (Bayerische Landesbank) em Munique, Alemanha
Módulos com células recortadas. Saint Gobain



Figura 3.31 - Enecolo, Den Haag, Holanda
Módulos com células recuadas: Saint Gobain

Face posterior da célula

Os espaçamentos entre as células proporcionam oportunidades interessantes em termos de efeito visual. Nos laminados película-vidro, a película posterior (**Tedlar**) poderá ser colorida ou transparente.



Figura 3.32 - Módulos vidro-película com contactos frontais pretos e película posterior preta de polyester Tedlar, na igreja de Riethnordhausen perto de Erfurt, na Alemanha (classificado como monumento histórico)



Figura 3.33 - Módulos semitransparentes para protecção solar no telhado em forma de dente de serra de uma casa particular (Jakob-Kaiser-Haus) em Berlim, Alemanha

Módulos vidro-Tedlar: Sólon

Contactos frontais

É possível, por um baixo custo, variar o padrão e a cor das linhas de contacto (ver secção 2.4.1 "Contactos frontais"). Em vez do contacto standard de cor prateada, as pistas condutoras dos módulos cristalinos podem ser tingidos por forma a combinar com a cor da célula, resultando numa impressão visual homogénea.

Dimensão do vidro

Os módulos standard estão disponíveis em vários formatos e dimensões. As áreas de superfície preferidas variam entre **0,5** e **2,5 m²**, uma vez que são as mais manipuláveis, quer em termos de montagem, quer em termos eléctricos.

No caso dos módulos específicos, é possível fabricar módulos com dimensões máximas de **2,5 mx3,8 m** (módulos de maiores dimensões são tecnicamente viáveis, acarretando contudo um aumento exponencial de custos). Por este motivo, estes módulos permitem respeitar os requisitos arquitectónicos e revestir fachadas geometricamente complexas.

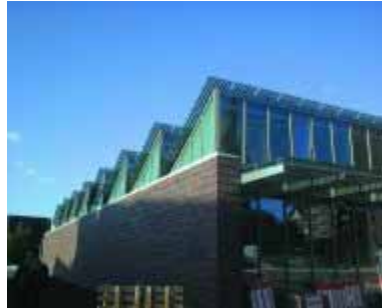


Figura 3.34 - Módulos de 4m de comprimento e 1m de largura no telhado em forma de dente de serra do Museu Arqueológico de Herne, Alemanha
Módulos: Flabeg Solar

Formato do vidro

Geralmente as lâminas de vidro podem ser fabricadas com vários formatos (triângulos, trapézios, curvas). Contudo, deve-se ter em conta que, em comparação com os módulos standard, estes específicos formatos acarretam um aumento de custos, muitas vezes desproporcionado.

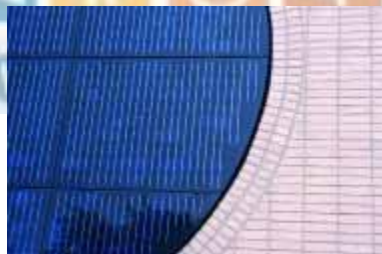


Figura 3.35 - EnergieNed, Arnheim, Holanda Laminados curvos: Creaglass

Tipo de vidro

A cobertura frontal deve ser de material muito transparente. A superfície do vidro por si só proporciona um vasto campo de acção em termos de desenho, e pode ser executada, por exemplo, como vidro estrutural ou como superfície ondulada semelhante a uma casca de laranja.

A cobertura posterior pode também ser utilizada como um elemento de desenho. Praticamente todos os vidros produzidos pela indústria vidreira podem ser empregues nos módulos vidro-vidro. Os módulos fotovoltaicos podem ser modificados ou fabricados com o propósito de proporcionar características adicionais de construção, nomeadamente protecção solar, isolamento acústico e isolamento térmico. Por este motivo, cumprem normalmente com o que é estipulado para os componentes externos dos edifícios.

- **vidros coloridos na massa** (Ver Doxford Park, capítulo 8);
- **vidro tingidos**, no qual a capa cerâmica colorida é aplicada na face posterior;
- **vidro serigrafado**, com vários motivos e cores (ver a fachada da Praça Helene-Weigel, capítulo 8);

- **vidro reflectivo**, no qual a face posterior é revestida com uma capa de óxido metálico reflectivo (ver a fachada Ökotec, capítulo 8);
- **vidro de controlo solar**, recoberto na sua face posterior por camadas selectivas de óxido metálico, que reflectem a radiação solar de onda comprida. Em contraste, a luz visível entra praticamente sem obstáculos através do vidro, de modo que o interior do edifício se mantém brilhante, mas fresco no Verão (ver a fachada Berufsgenossenschaft Holz, capítulo 8);
- **vidro acústico**, com um elevado efeito de isolamento acústico em resultado da sua estrutura (ver Arena, capítulo 8);
- **vidro de segurança laminado**, que consiste em duas folhas de vidro unidas por uma película plástica de polivinil butiral (PVB). Em caso de estilhaço, a camada de junção mantém os fragmentos do vidro unidos à estrutura. Enquanto vidro de segurança, permite o uso de módulos em coberturas envidraçadas (ver capítulo 8 “Estruturas de vidro no tecto”);
- **vidro isolante**, consiste em pelo menos duas folhas sobrepostas, nas quais o espaço entre elas é preenchido com gás. Garante o isolamento térmico do edifício. A camada interna também pode ser escolhida livremente;
- **vidro isolante para uso em coberturas** (tectos quentes) com uma lâmina interna de vidro laminado de segurança.

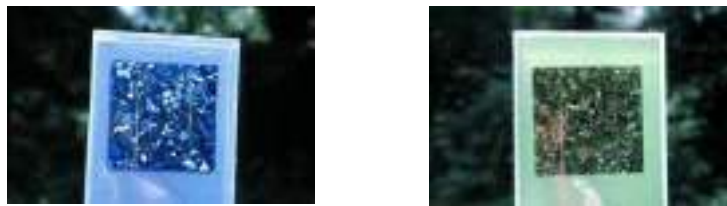


Figura 3.36 e Figura 3.37

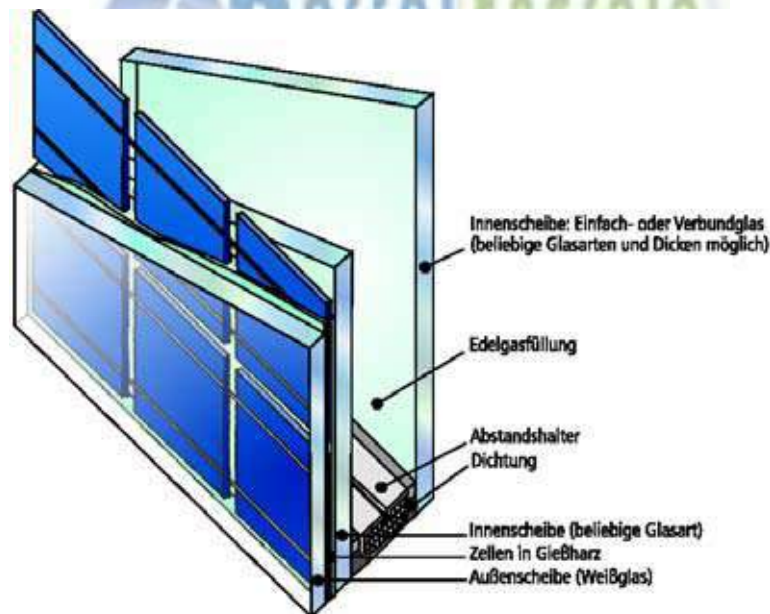


Figura 3.38 - Estrutura de um modulo específico usando vidro isolante [Flabeg Solar]

Módulos específicos feitos de plástico acrílico

A utilização de plástico acrílico oferece outras hipóteses interessantes de desenho. Com os instrumentos adequados, o plástico acrílico pode ser facilmente serrado, furado e polido, permitindo assim a criação de módulos em qualquer formato. Podem ser dobrados em frio e moldados a quente. O raio mínimo de curvatura em frio para a distribuição de células de **10 cm x 10 cm**, é **350** vezes a espessura da folha acrílica mais forte. A folha acrílica posterior pode ser colorida, serigrafada ou pintada.

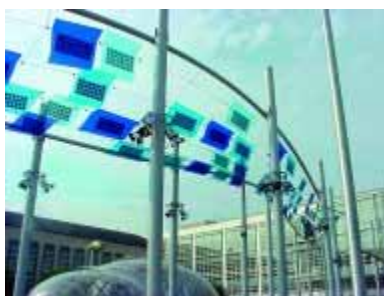


Figura 3.39 - IAA International Motor Show em Frankfurt 1999, Alemanha
Módulos de vidro acrílico: Sunovation

Módulos específicos com as células fotovoltaicas intercaladas entre as placas de vidro isolante

Entre as múltiplas interessantes utilizações dos módulos vidro-vidro, destaca-se a protecção contra a radiação directa e os efeitos de sombra providenciados pelas células intercaladas entre as placas de vidro. O espaçamento entre as células permite aproveitar efeitos sinérgicos, dado que, para além de gerar electricidade, regula a intensidade da luz que penetra no espaço interior, e em simultâneo fornece isolamento térmico através do vidro isolante. A superfície envidraçada isolante protege as células solares da sujidade e da acção dos agentes atmosféricos. No entanto, parte da radiação solar perde-se, uma vez que tem de passar através de duas folhas de vidro antes de atingir as células solares.

Os módulos de silício amorfo têm uma potência específica aproximada de **50 W** por m^2 . A presença de células amorfas indica que a eficiência só será ligeiramente reduzida nas elevadas temperaturas sentidas no interior das folhas de vidro isolante. É possível obter dimensões máximas de um metro de largura e de três metros de altura. Para um espaço de **29 mm** entre as folhas e uma espessura mínima de **6 mm** para cada folha de vidro, o conjunto tem uma espessura mínima de **41 mm**.



Figura 3.40 - Módulos de vidro isolante com células amorfas intercaladas
Módulos: Syglas GmbH



Figura 3.41 - Efeito de luz e de sombra provocado pelas células (janelas envidraçadas da esquerda e da direita). Os envidraçados do centro são módulos de vidro isolante com células solares POWER integradas

Imagem: Solon AG, Zwickert

Projecto BIMODE

Na Academia de Artes de Meios (KHM) em Colónia, Alemanha, uma equipa interdisciplinar dos campos da arte, arquitectura, indústria e investigação, desenvolveram propostas de desenho nas quais alteraram o formato, a cor e a dimensão das células cristalinas, a geometria dos caminhos da condução eléctrica e o formato dos módulos. Este projecto foi finalizado em Junho de 1999, e contou com a participação das seguintes entidades: BP Solar (Alemanha), a Bayer AG (Alemanha), a Ove Arup & Partners (Reino Unido), a Teulades i Facanes Multifuncionais (Espanha) e o Instituto de Energia Solar (Espanha). De seguida são apresentados três dos desenhos desenvolvidos no projecto.

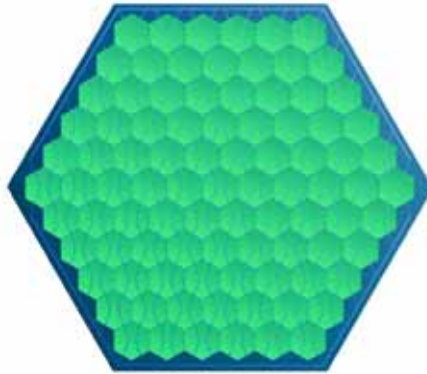


Figura 3.42 - Módulos com células hexagonais
Desenho: Astrid Schneider

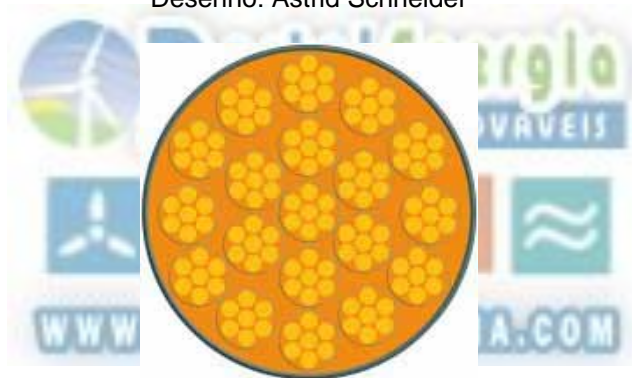


Figura 3.43 - Módulos redondos com células redondas
Desenho: Jurgen Claus

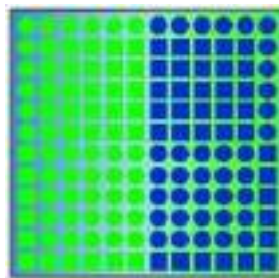


Figura 3.44 - Módulos com células redondas e quadradas
Desenho: Jürgen Claus

3.1.5 Contactos eléctricos do módulo e caixas de junção

Para o encaminhamento dos condutores que provêm das células fotovoltaicas, desde o material implantado até ao exterior, é necessário furar a parte posterior do módulo, sendo fixada uma caixa de junção, junto dos pontos de entrada dos cabos. A caixa de junção do módulo deve ter uma protecção mínima de **IP 54** e uma classe **II** de protecção. Na montagem deve ter-se o máximo de cuidado para

evitar a penetração de água. Para tal utilizam-se canais circulares de escoamento (ver secção 9.2). Outra hipótese para a saída dos condutores, consiste em encaminhar os condutores ao longo do bordo exterior do vidro. O tipo de cabo escolhido é determinado em função do tipo de instalação.



Figura 3.45 - Saída dos cabos com a caixa de junção do módulo no lado posterior



Figura 3.46 - Saída lateral dos cabos equipados com fichas de encaixe



Figura 3.47 - Saída dos cabos ao longo do rebordo do vidro

3.1.6 Símbolos eléctricos

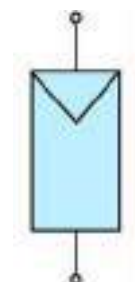


Figura 3.48

Este símbolo eléctrico é utilizado para:

- uma célula solar
- uma série de células solares
- um módulo fotovoltaico
- uma fileira de módulos fotovoltaicos
- um campo fotovoltaico
- um gerador fotovoltaico

3.1.7 Curvas características dos módulos

Conforme referido na secção 3.1.1, as várias células solares são interligadas por forma a aumentar a potência total útil. Nesse sentido temos duas possibilidades: a interligação de células em série ou em paralelo. Nos módulos fotovoltaicos, as células solares encontram-se ligadas maioritariamente em série até perfazer os níveis de tensão pedidos. O diagrama seguinte demonstra a mudança nos parâmetros eléctricos e nas curvas características, quando são ligadas três células solares em série. Observa-se que a tensão da célula aumenta enquanto que a intensidade da corrente permanece inalterada.

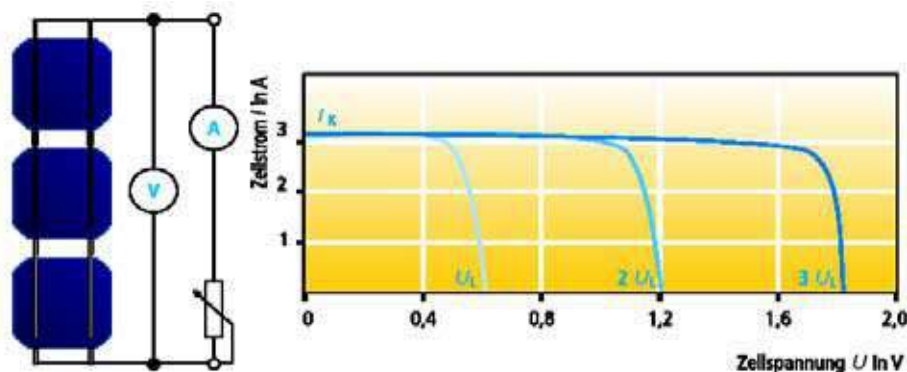


Figura 3.49 - Curva I-U para três células solares ligadas em série

As aplicações autónomas foram as primeiras aplicações terrestres de sistemas fotovoltaicos. Nessa época os acumuladores convencionais de 12 V eram comuns, sendo directamente carregados pelos módulos. Por esta razão escolheu-se inicialmente uma tensão de 17 V para os módulos fotovoltaicos, pois garantia uma carga óptima do acumulador. Este nível de tensão era conseguido com a ligação em série de 36 a 40 células solares de silício cristalino. Uma vez que nessa altura o mercado fotovoltaico se concentrava na produção exclusiva destes módulos, acabaram por ficar conhecidos como “módulos standard”. O diagrama a seguir ilustra a curva de corrente-tensão e a curva de potência-tensão para um módulo standard típico. As curvas características resultam da ligação em série de 36 células solares.

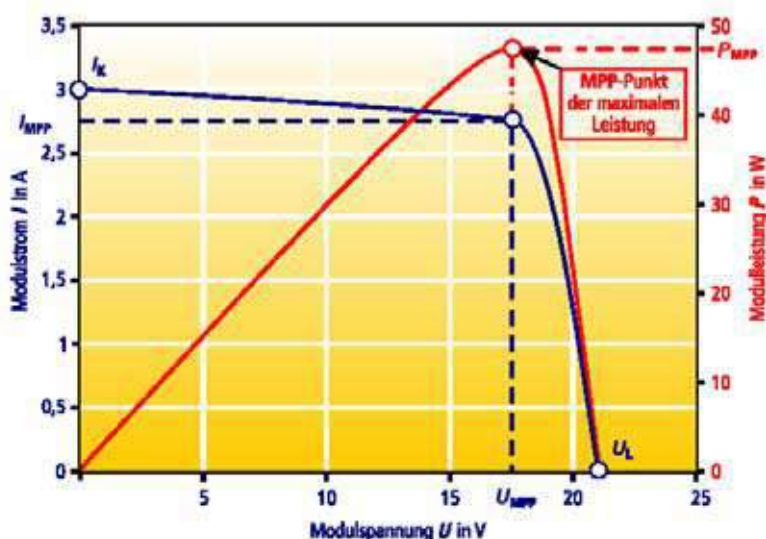


Figura 3.50 - Curvas características para um módulo standard com 36 células

Para além da clássica ligação em série das células solares, nos módulos de maior potência é estabelecida a ligação em paralelo entre duas ou mais fileiras de 36 células cada. A figura 3.51 ilustra a mudança nas curvas I-U quando as três células solares estão ligadas em paralelo. Neste caso, a tensão permanece inalterada e a corrente é aumentada.

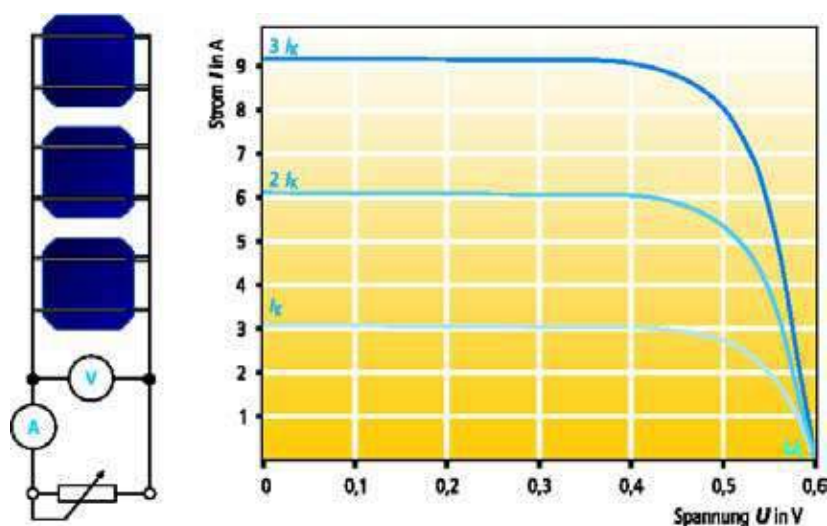


Figura 3.51 - Curvas I-U para três células solares ligadas em paralelo

3.1.8 Parâmetros do módulo

Os parâmetros eléctricos dos módulos fotovoltaicos são determinados pelos fabricantes nas condições de referência **CTS** (ver secção 2.5.2). A corrente de curto-circuito **I_{sc}**, a tensão de circuito aberto **U_{oc}** e o índice máximo de potência **P_{max}** ou **P_{MPP}**, são especificados para os módulos solares com uma margem de tolerância inferior a **± 10%**.

Na realidade estas condições ocorrem muito raramente. Mesmo no caso do sol brilhar com a intensidade especificada, a temperatura da célula será sempre superior a **25 °C**. Por este motivo é muitas vezes especificada a temperatura nominal de funcionamento da célula do módulo (NOCT). Esta temperatura da célula é determinada para um nível de irradiação de **800 W/m²**, uma temperatura ambiente de **20 °C** e para uma velocidade do vento de **1 m/seg**. A partir destes dados podem ser determinados os coeficientes térmicos da corrente e da tensão. A tabela seguinte ilustra uma ficha técnica típica de um módulo fotovoltaico monocristalino. Para além das especificações eléctricas, também é fornecida informação sobre as dimensões, o peso, os valores limite de pressão térmica e mecânica e a dependência da temperatura.

Tabela 3.1 - Ficha Técnica de um módulo fotovoltaico

Módulo solar monocristalino SM110 / SM100				
Parâmetros Eléctricos	Símbolos	Unidade	SM110/SM110-24	SM100/SM100-24
Potência Nominal	P _n	Wp	110	110
Tolerância de Potência	ΔP	%	+ 5	+ 5
Potência mínima	P _{min}	Wp	100	90
Corrente nominal	IMPP	A	6,3 / 3,15	5,9 / 2,95
Tensão Nominal	UMPP	V	17,3 / 35,0	17,0 / 34,0
Corrente de Curto-circuito	I _{cc}	A	6,9 / 3,45	6,5 / 3,25
Tensão de Circuito Aberto	U _{co}	V	21,7 / 43,5	21,0 / 42,0
Tensão máxima admissível	M _{max}	V	1000	1000
Eficiência	η	%	12,7	11,5

Parâmetros Térmicos	Unidade	SM110/SM110-24 SM100/SM100-24
NOCT	°C	45 + 2
Coefficiente térmico da corrente de curto-circuito	%/K	+ 0,04
Coefficiente térmico da tensão de circuito aberto	%/K	- 0,34
Temperatura máxima admissível do módulo	°C	de -40 a + 85
Temperatura ambiente máxima:		
Módulo exposto à radiação solar	°C	de -40 a + 50
Módulo sombreado (temperatura de armazenamento)	°C	de -40 a + 85

Outros dados e características	Unidade	
Pressão na superfície	N / m ²	2.400
Torção mecânica máxima		1,2
Humidade a 85°C	%	85 relativo
Impacto de granizo/ Pedras de granizo	mm	Ø 25
	m/s	V=23
Comprimento x largura x profundidade	mm	1.316 x 660 x 40
Peso	Kg	11,5
Garantia de resultados	Anos	25 anos
Classe de protecção		II
Certificação		CEC 503, IEC 61215, UL 1703

Embora a informação desta ficha técnica seja muito detalhada em comparação com a de outros fabricantes, faltam alguns dados que são recomendados pelo projecto de norma **DIN EN 50380** “fichas técnicas e informação da placa dos módulos fotovoltaicos” e pela **IEC 62145 Ed. 1** “especificação sem detalhe”. Referimo-nos, em particular, às características eléctricas para baixos níveis de radiação (com condições **NOCT** e com **200 W/m² e 25 °C**) e à corrente inversa máxima admissível. Estes valores não só proporcionam indicações valiosas em termos de desempenho para projectistas e instaladores, como também resultados de simulação mais rigorosos em termos da produção total de energia do sistema. Por estes motivos espera-se que os fabricantes passem a fornecer esta informação na ficha técnica, cumprindo o estabelecido no projecto de norma **DIN EN 50380**.

3.1.9 Características eléctricas de módulos fotovoltaicos cristalinos

Em contraste com outras tecnologias, os sistemas fotovoltaicos raramente operam em condições nominais de funcionamento. O funcionamento nominal apenas ocorre nas condições de referência **CTS**. O desempenho e as curvas características dos módulos fotovoltaicos, dependem da temperatura das células e da intensidade da radiação incidente, pelo que os módulos funcionam normalmente em regime de carga parcial. A intensidade da corrente que atravessa o módulo, é praticamente proporcional à variação da irradiância ao longo do dia. Quando a irradiância desce para metade, a electricidade produzida reduz-se também para metade.

Por outro lado, a tensão **MPP** permanece relativamente constante com as variações da radiação solar. Na figura 3.52, pode-se observar que para um módulo standard de **50 Wp**, a alteração máxima da tensão **MPP** produzida pelas variações da irradiância é de aproximadamente **4 V**. Contudo, dado que a maioria dos sistemas fotovoltaicos possuem vários módulos fotovoltaicos ligados em série, a tensão **MPP** poderá flutuar dentro de um intervalo de **40 V**, sob a influência das variações da radiação. Para

fracos níveis de radiação (apenas alguns W/m^2) a tensão cairá. Os inversores passam então a operar ao nível da tensão correspondente, isto é, o ponto operacional do inversor para baixas irradiâncias deixa de ser o **MPP**.

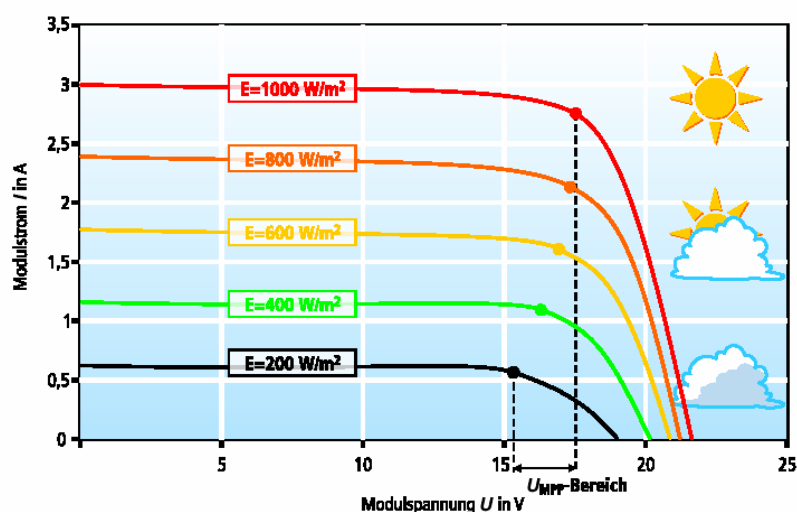


Figura 3.52 - Curvas I-U do módulo para diferentes irradiâncias, a uma temperatura constante

A tensão do módulo é principalmente afectada pela temperatura da célula. O desvio da tensão para um módulo ventilado de **50 Wp** sob condições **CTS**, pode elevar-se a **-8 V** no Verão e a **+10 V** no Inverno. As variações da tensão do módulo determinam a tensão do sistema e, conseqüentemente, têm uma forte influência na concepção do sistema fotovoltaico. Deve existir um especial cuidado com o aumento da tensão que se verifica para baixas temperaturas. Quando se encontram vários módulos ligados em série, esta condição poderá causar um nível de aumento da tensão (poderá ser superior a 100 V) que leve a que seja ultrapassada a tensão máxima permitida pelos dispositivos situados a jusante.

As variações de temperatura não têm um efeito significativo na corrente, verificando-se apenas um ligeiro aumento com o aumento da temperatura.

No Verão, a redução da potência útil do módulo fotovoltaico para altas temperaturas, pode elevar-se a **35%**, em comparação com as condições de referência (conforme figura 3.54). Por forma a minimizar esta perda de potência, os módulos fotovoltaicos devem poder dissipar este excesso de calor para o exterior (suficiente ventilação).

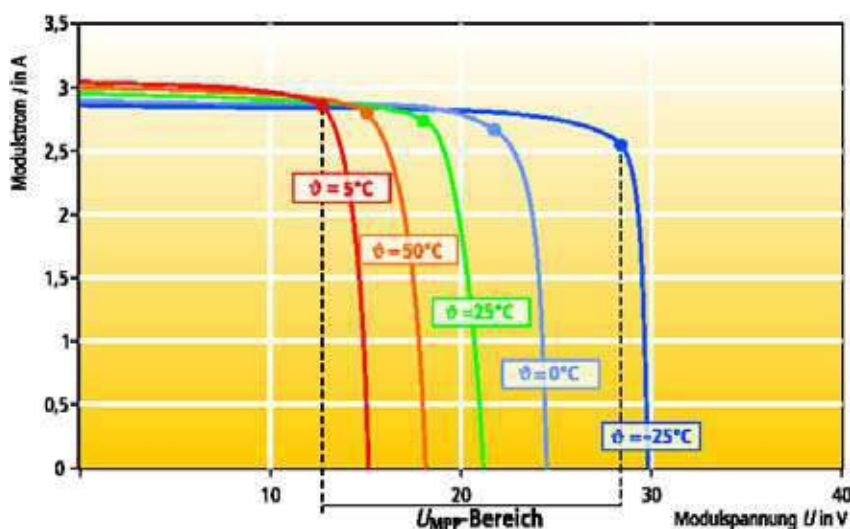


Figura 3.53 - Curvas I-U do módulo para diferentes temperaturas e para uma irradiância constante de $1.000 W/m^2$

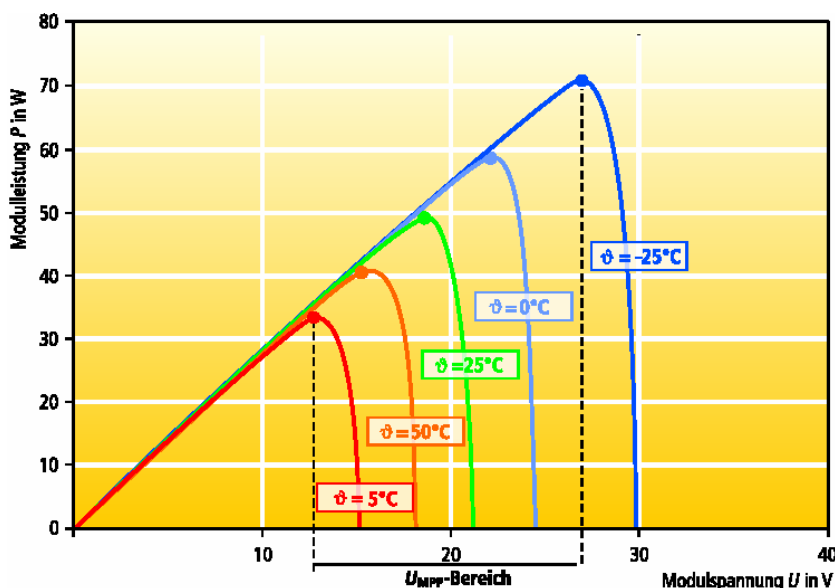


Figura 3.54 - Potência do módulo para diferentes temperaturas e para uma irradiância constante de 1.000 W/m²

Para além das características nominais (CTS), são frequentemente especificados nas fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos, os coeficientes térmicos da tensão e da corrente em valor percentual (mV ou mA por °C). Isto permite calcular o desempenho eléctrico para qualquer temperatura. No caso de não ser fornecido qualquer informação sobre os coeficientes de temperatura, poderá sempre ser utilizado o gráfico a seguir, que é aplicável para módulos de silício cristalino, e que permite determinar os respectivos parâmetros em função da variação da temperatura.

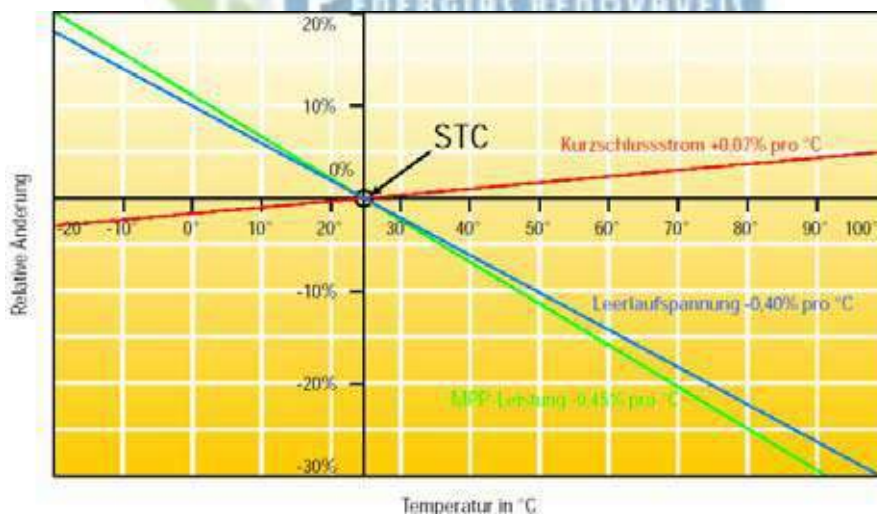


Figura 3.55 - Dependência térmica das características eléctricas dos módulos fotovoltaicos

A certificação do módulo conforme o estipulado nas normas IEC 61215 e o DIN EN61215 (ver secção 3.1.12), implica que os coeficientes térmicos da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito sejam medidos. O coeficiente térmico da potência MPP normalmente não é medido, mas determinado através do processo de cálculo previsto na normas IEC 60891 e DIN EN 60891.

Nos módulos cristalinos podem ser especificados os seguintes coeficientes:

Tabela 3.2

Dados: informação do fabricante, LEEE-TISO, TÜV e dados de medida do ECN

Coefficiente térmico típico	Módulo de silício cristalino
Para a tensão de circuito aberto	-0.30 a -0.45 %/°C
Para a corrente do curto-circuito	-0.02 a -0.08 %/°C
Para a potência MPP (CTS)	-0.37 a -0.52 %/°C

Num dia típico de Verão, para um nível de irradiância de 800 W/m^2 e uma temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, as células de um módulo livre estão a uma temperatura situada em torno dos $42 \text{ }^\circ\text{C}$. A temperatura operacional é fundamentalmente influenciada pelas condições térmicas ambientais, que por sua vez podem diferir em função do tipo de instalação e de montagem do gerador fotovoltaico. Desenvolvem-se maiores temperaturas para um sistema fotovoltaico integrado no telhado, do que para um sistema bem ventilado. Na figura 3.56, as barras vermelhas ilustram o aumento da temperatura de um gerador fotovoltaico em relação à temperatura ambiente, quando a irradiância que incide na superfície do módulo é de 1.000 W/m^2 . A redução total da energia produzida em resultado do aquecimento do módulo surge na forma das barras azuis.

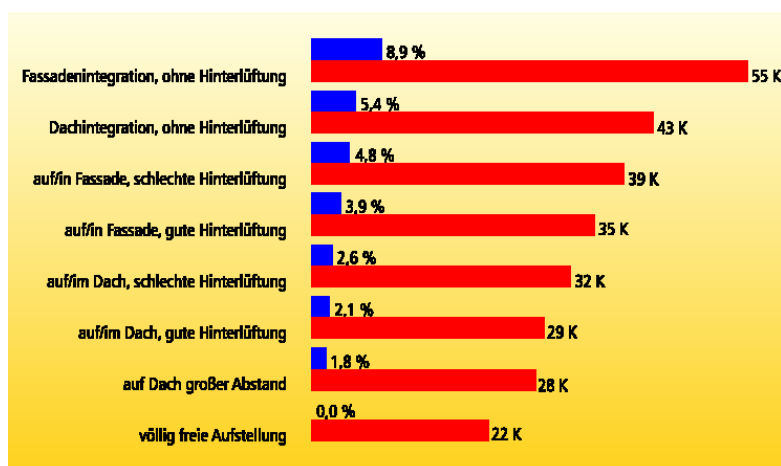


Figura 3.56 - Aumento da temperatura e redução da produção anual para vários tipos de sistemas de montagem dos geradores fotovoltaicos

Fonte: *Proceedings* do seminário: Geradores fotovoltaicos para pequenos sistemas e dispositivos, ISE 1997

Em resumo pode-se afirmar que, em face das diferentes condições de irradiância e de temperatura, um sistema fotovoltaico raramente entrega a sua potência nominal, sendo na generalidade das situações consideravelmente inferior.

3.1.10 Pontos quentes, díodos de derivação e sombreamento

Sob certas condições operacionais, uma célula solar sombreada pode aquecer a tal extremo, que o material celular fique danificado. Origina-se assim o que é designado por um ponto quente. Isto pode acontecer, por exemplo, quando flui uma corrente inversa relativamente elevada através da célula solar.

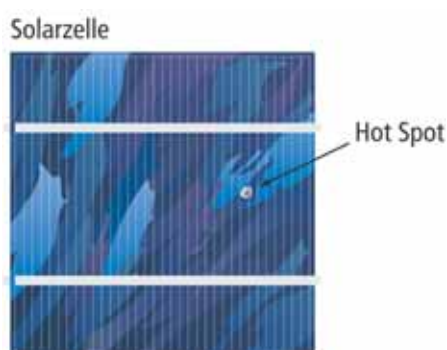


Figura 3.57 - Célula solar com ponto quente

Consideremos, em primeiro lugar, as condições normais de funcionamento apresentadas na figura 3.58. A corrente gerada nas células solares é utilizada por uma carga (resistência R).

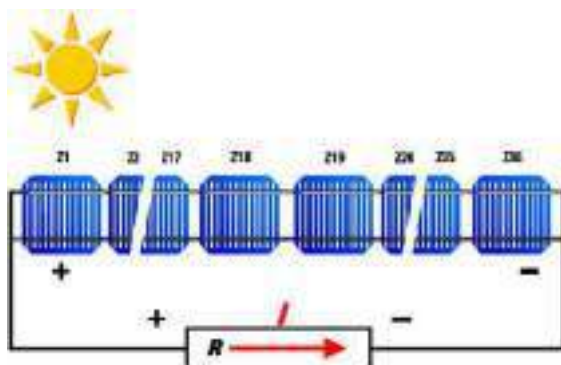


Figura 3.58 - Módulo fotovoltaico com carga

Se cair uma folha no módulo solar, de tal modo que uma célula solar (C36 na figura 3.59) fique totalmente obscurecida, esta célula passará a estar inversamente polarizada, actuando como uma carga eléctrica e convertendo a energia eléctrica em calor. Se a corrente que a atravessa for suficientemente elevada, poderá resultar o ponto quente já mencionado. A maior intensidade de corrente que pode fluir através da célula, é a corrente do curto-circuito. As correntes de curto-circuito ocorrem com frequência nos sistemas fotovoltaicos autónomos equipados com controladores shunt.

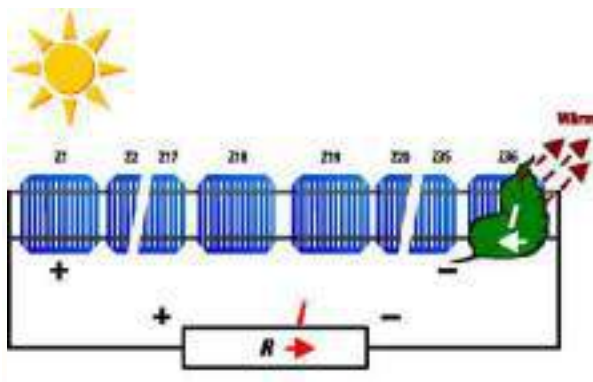


Figura 3.59 - Módulo fotovoltaico sombreado sem díodos de derivação

Um conjunto de dezoito a vinte células pode criar uma tensão de cerca de **12 V**. Conforme é descrito no capítulo 2, a tensão de disrupção de uma célula solar situa-se entre **12 a 50 V**. Com este nível de tensão é possível que a corrente inversa flua através das células solares sombreadas. Para prevenir a ocorrência de pontos quentes, a corrente deve ser desviada da célula solar através de uma derivação da corrente. Esta derivação da corrente é conseguida através de um díodo de bypass ou derivação, ligado em antiparalelo com as células solares. Este díodo impede o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células solares. A máxima tolerância ao sombreamento, seria conseguida caso existisse um díodo de derivação por cada célula. Contudo, na prática, os díodos de derivação são normalmente associados, por razões de fabrico, a **18** ou **20** células solares, pelo que um módulo solar de **36 a 40** células tem dois díodos de derivação.

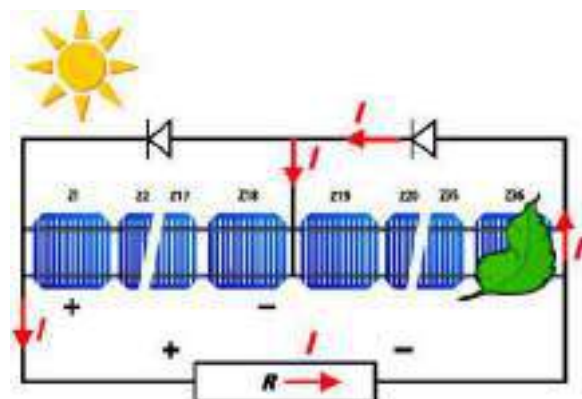


Figura 3.60 - Módulo fotovoltaico sombreado com díodos de derivação

Se um módulo estiver situado na sombra de um objecto próximo (chaminé, antena, ... , ver figura 3.61), a curva do módulo **I-U** será modificada pelo díodo de derivação. Sem o díodo de derivação, a corrente total do módulo estaria determinada pela célula sombreada.

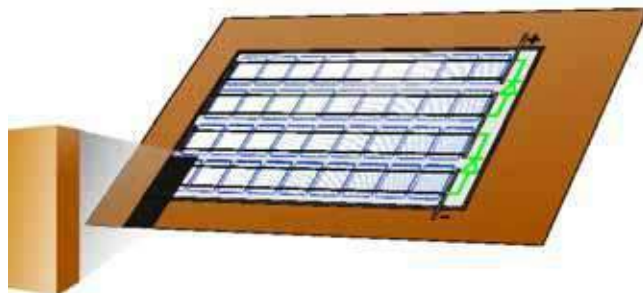


Figura 3.61 - Sombreamento de uma célula de um módulo standard com dois díodos de derivação

De acordo com a menor irradiância incidente nas células, obtém-se a curva de cor vermelha do gráfico que a seguir se apresenta. O díodo de derivação garante que a corrente total circule, pelo menos, através de **18** células não sombreadas, o que origina a curva de cor verde. Pode-se também observar que a tensão **MPP** cai para cerca de metade. As curvas **I-U** para os módulos sombreados da figura 3.62, aplicam-se a módulos standard com **36** células sob condições de referência **CTS**, nos quais existe uma célula sombreada em **75 %** da sua superfície.

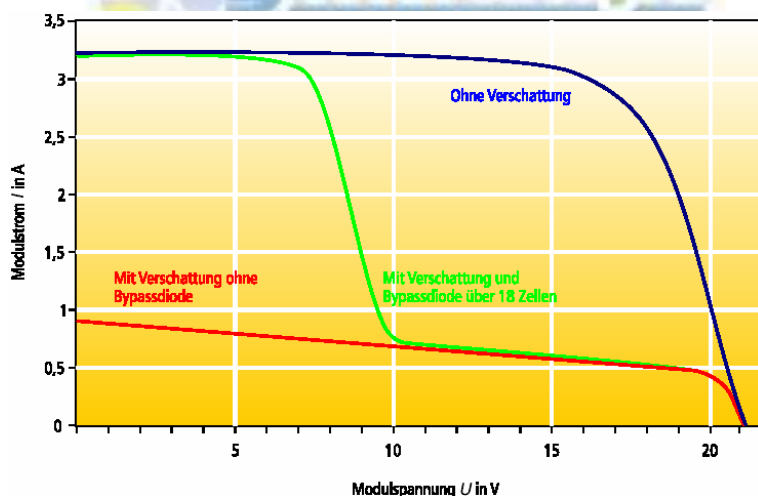


Figura 3.62 - Curvas I-U do módulo com e sem díodos de derivação

Os díodos de derivação são normalmente alojados nas caixas de junção dos módulos.

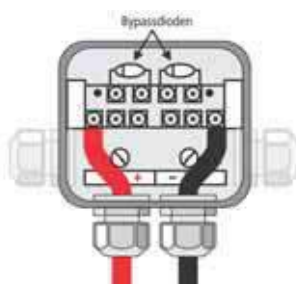


Figura 3.63 - Caixa de junção do módulo com díodos de derivação

3.1.11 Características eléctricas dos módulos de película fina

Para além da eficiência, os módulos cristalinos e de película fina diferem em termos da dependência à intensidade da radiação e à temperatura, da resposta espectral e da tolerância ao sombreamento.

Na prática, a menor eficiência dos módulos de película fina leva a uma maior área de captação para se obter a mesma produção energética. A menor eficiência dos módulos de película fina não implica uma menor energia produzida por unidade de potência. Neste contexto, os módulos de silício amorfo são únicos. Os módulos que se encontram no mercado comportam-se geralmente de modo muito semelhante.

O processo de degradação do material amorfo por acção da radiação solar (Efeito Staebler Wronski), provoca a redução da eficiência do módulo durante os primeiros **6 a 12** meses de operação. Depois deste período inicial, acaba por estabilizar num determinado valor. A potência correspondente é especificada pelos fabricantes como sendo a potência nominal. Isto significa que os módulos de silício amorfo são na realidade fornecidos com uma potência superior à potência nominal. Este facto deverá ser tido em conta durante o dimensionamento de determinados equipamentos do sistema, tal como os inversores.

Para além das diferenças na eficiência, convém destacar o abatimento das curvas de corrente-tensão dos módulos de película fina, em particular dos módulos **CdTe**. A menor definição do **MPP** implica a necessidade de um maior controlo tecnológico. O abatimento das curvas **I-U** dos módulos de película fina, resulta em menores factores de forma do que para os módulos cristalinos.

Tabela 3.3 - Factores de forma típicos de módulos fotovoltaicos

Dados: informação dos fabricantes, LEEE-TISO, TÜV e dados de medição ECN

Tipo de módulo	Factor de Forma
Módulos de silício cristalino	De 0.75 a 0.85
Módulos de silício amorfo	De 0.56 a 0.61
Módulos CIS	De 0.64 a 0.66
Módulos CdTe	De 0.47 a 0.64

No entanto, os módulos de película fina são geralmente mais flexíveis em termos de dimensões geométricas. Nos módulos cristalinos, as dimensões do módulo são determinadas pela geometria da pastilha de silício usada, em que a tensão nominal do módulo é por sua vez um múltiplo das tensões das células individuais ligadas em série. Na tecnologia de película fina, as células consistem fundamentalmente em tiras de células de **0,50 cm a 2,00 cm** de largura. Os fabricantes de células e módulos de película fina, têm maior liberdade de escolha no que respeita ao comprimento e número de tiras celulares interligadas, pelo que é o desenho do módulo que determina a potência e, conseqüentemente, a corrente e tensão do mesmo. Se aumentarmos a área do módulo poderemos aumentar, quase infinitamente, a potência (figura 3.64).

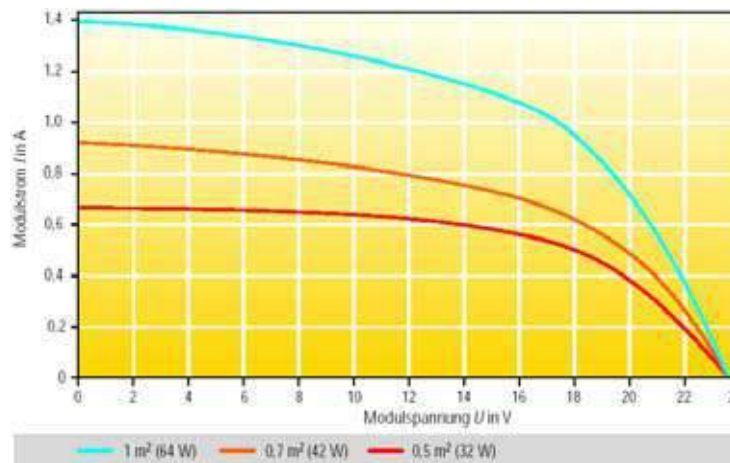


Figura 3.64 - Curvas características típicas de módulos de película fina amorfos

Em alternativa às tiras de células contínuas ao longo do módulo, alguns fabricantes de módulos de película fina utilizam campos separados de células, com uma área de, por exemplo, **34cmx12cm**. Em cada campo de células estão interligadas várias tiras de **0,5 cm** de largura. Os campos de células são então interligados através de díodos de derivação para formar um módulo. A divisão em diferentes campos de células e a interligação com os díodos de derivação, melhora a tolerância destes módulos perante o sombreamento.

Em comparação com os módulos cristalinos, os módulos de película fina comportam-se melhor na presença de sombras. Nos módulos standard de pastilhas individuais de silício, o facto de existir uma célula completamente sombreada acarreta a falha de metade do módulo (ver 3.1.10). Pelo contrário, a forma das células individuais dos módulos de película fina, permite evitar que as células fiquem completamente sombreadas. Consequentemente, a potência apenas se reduz de forma proporcional à área sombreada, pelo que as perdas ocasionadas pelo sombreamento são frequentemente muito menores do que aquelas que ocorrem com módulos de silício cristalino.

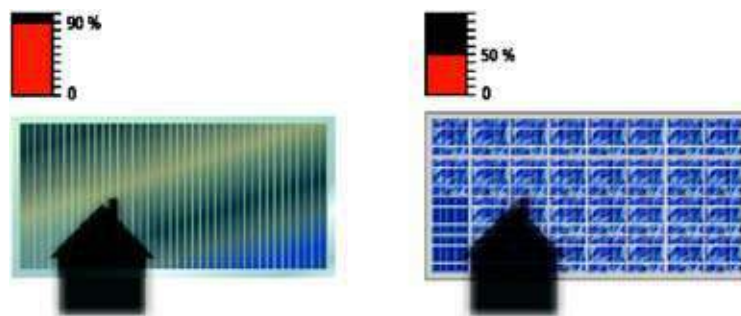


Figura 3.65 - Comparação entre os comportamentos dos módulos de película fina e os módulos de silício cristalino perante sombreamentos

Durante a concepção dos sistemas de película fina, deve-se ter em atenção os diferentes efeitos que podem resultar de sombreamentos parciais perpendiculares ou paralelos às tiras de células. A sombra à esquerda da figura 3.66 provoca grandes perdas e, por tal motivo, deverá sempre ser evitada.



Figura 3.66 - Planeamento do sistema com módulos de película fina tendo em atenção a projecção da sombra

Conforme já foi referido no capítulo 2, as células de película fina absorvem melhor os comprimentos de onda curto e médio do espectro da radiação visível, do que as células cristalinas. Esta resposta espectral permite que as células de película fina tenham um melhor desempenho para baixos níveis de radiação solar. No caso de se aplicar células multijunções, este efeito poderá elevar a eficiência da célula a mais de **30 %** acima da eficiência registada para as condições de referência **CTS**. Isto consegue-se otimizando a célula do topo para a radiação azul de elevada energia do espectro solar. Esta faixa do espectro solar pode penetrar através das nuvens, de modo que, quando há uma maior prevalência da radiação difusa (como acontece frequentemente nos casos em que o céu está encoberto), aumenta a eficiência da célula.



Figura 3.67 - Comparação entre a eficiência dos módulos amorfos de tripla junção e módulos cristalinos, instalados no exterior

Normalmente, os módulos de película fina não são sensíveis aos aumentos de temperatura. Porém, os módulos **CIS** mostram um comportamento térmico semelhante ao dos módulos de silício cristalino. O coeficiente térmico da potência é apenas algo menor do que para os módulos cristalinos.

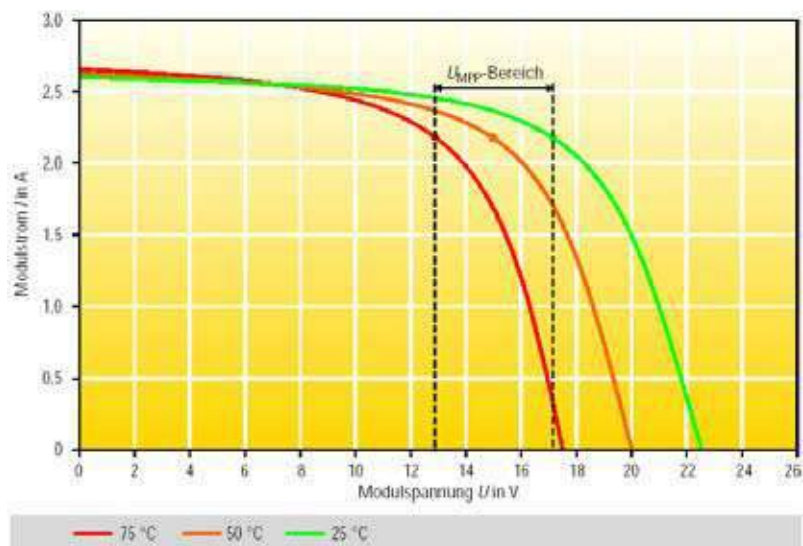


Figura 3.68 - Dependência térmica dos módulos CIS

A redução da potência por cada unidade acrescida de temperatura (**°C**) é, em comparação com os módulos de silício cristalino, inferior a **0,3 %** com módulos **CdTe** e inferior a **0,4 %** com módulos amorfos. Os pontos **MPP** estão situados perto um do outro a diferentes temperaturas. Por este motivo, o maior potencial de aplicação da tecnologia de película fina, reside na integração em edifícios onde normalmente é difícil garantir uma boa ventilação do módulo e um sombreamento mínimo.

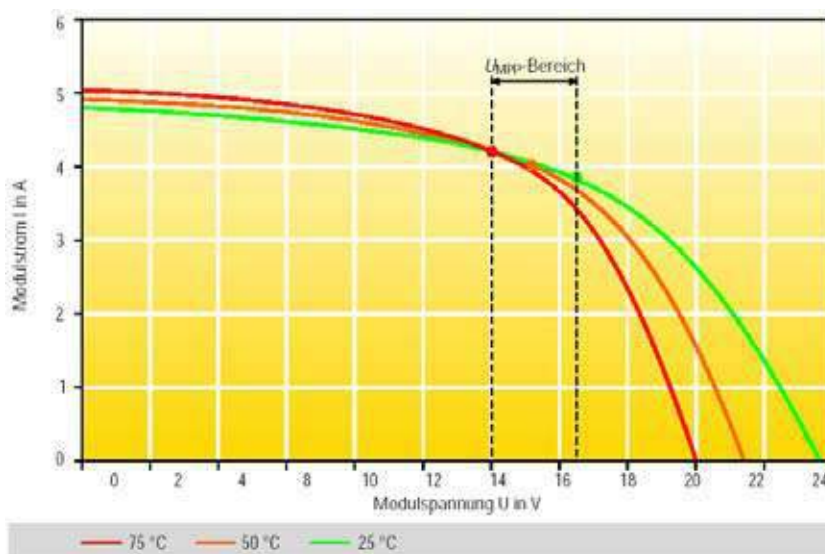


Figura 3.69 - Dependência térmica dos módulos amorfos

Com modelos amorfos e para baixas irradiancias, o coeficiente térmico da potência pode inclusive assumir um valor positivo. Neste caso, a potência do módulo poderá ser maior para temperaturas superiores a **25 °C**. Em contraste, nos módulos cristalinos, o coeficiente térmico para qualquer nível de irradiação é sempre negativo.

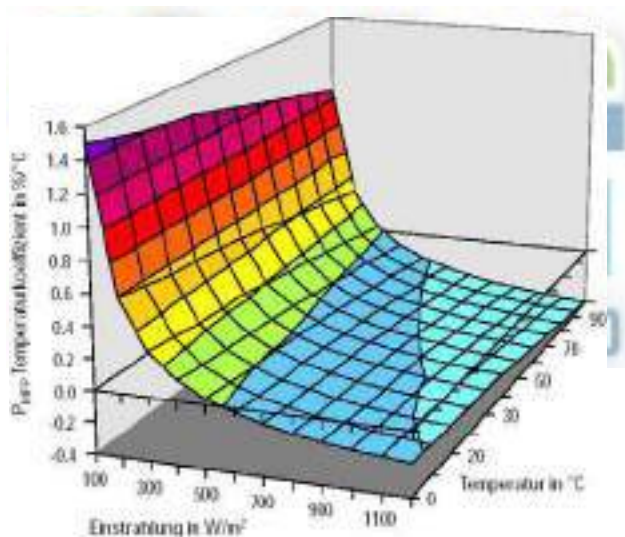


Figura 3.70 - Coeficiente térmico da potência P_{MPP} para um módulo amorfo tandem [Kin97]

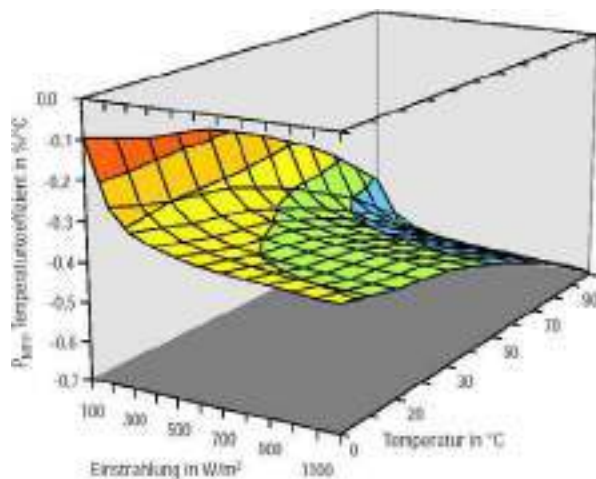


Figura 3.71 - Coeficiente térmico da potência P_{MPP} para um módulo policristalino [Kin97]

Os módulos **CdTe** dispõem geralmente de uma elevada tensão nominal, entre **30 a 60 V**, pelo que os sistemas autónomos onde são aplicados estes módulos tendem a usar acumuladores de **24 V**.

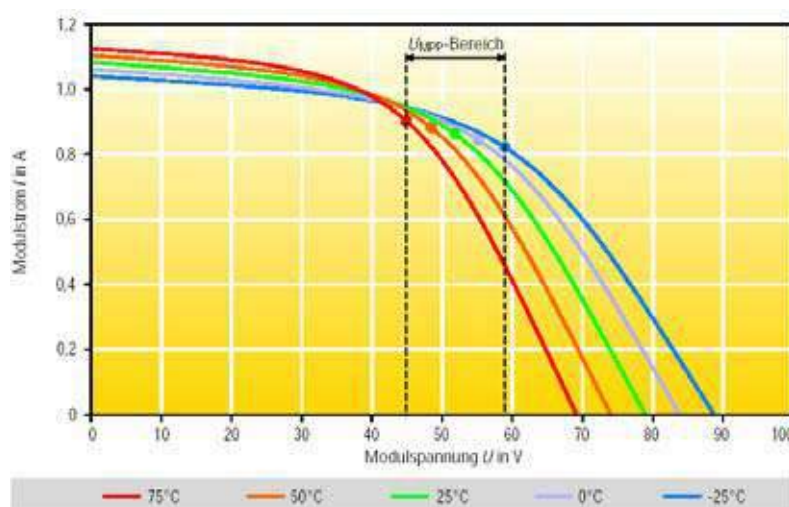


Figura 3.72 - Dependência térmica dos módulos CdTe

Na tabela seguinte são fornecidos os coeficientes térmicos típicos para os módulos de película fina sob condições de referência **CTS**. Esta informação pode também ser consultada na visão geral do mercado que mais à frente será apresentada.

Tabela 3.4 - Coeficientes de temperatura típicos

Dados: informação dos fabricantes, LEEE-TISO, TÜV e dados de medição ECN

Coeficiente térmico	Módulos amorfos	Módulos CIS	Módulos CdTe
Para a tensão de circuito aberto	De -0,28 a -0,5 %/°C	De -0,26 a -0,5 %/°C	De -0,22 a -0,43 %/°C
Para a corrente de curto-circuito	De +0,06 a +0,1 %/°C	De +0,045 a +0,1 %/°C	De +0,02 a +0,04 %/°C
Para a potência MPP (CTS)	De -0,1 a -0,3 %/°C	De -0,39 a -0,45%/°C	De -0,2 a -0,36 %/°C

As diferenças entre as qualidades eléctricas para questões como o comportamento com a radiação difusa, o aumento de temperatura e a tolerância ao sombreamento, permitem afirmar que, na maioria dos sistemas implementados, as células amorfas sobrepostas permitem atingir os maiores níveis de produção de energia (**kWh por kWp**) e, por isso, possuem um maior índice de desempenho (ver capítulo 5 "Estimativa da produção de energia"). A produção específica adicional que é obtida no Centro da Europa para os módulos amorfos de tripla junção, em relação aos módulos fotovoltaicos cristalinos, está cotada entre **10 e 20 %**.

3.1.12 Certificação da qualidade dos módulos

Para os menos entendidos, será sempre difícil avaliar a qualidade de um módulo. Por esta razão, as marcas certificadas oferecem um certo nível de confiança na altura da avaliação. A certificação atribuída por Institutos oficiais acreditados, que têm por base a realização de testes estipulados pelas normas **IEC**, constitui uma informação fidedigna. Um outro critério importante de avaliação consiste no período de garantia oferecido pelo fabricante.

Certificação e testes de aprovação

A Centro Europeu de Investigação situado em Ispra (Itália), desenvolveu um procedimento especial para testar módulos. A especificação de teste nº **503**, "Módulos fotovoltaicos Terrestres de Silício Cristalino – Qualificação do Desenho e Aprovação do Modelo", foi adoptada em 1993 pela Comissão Internacional Electrotécnica (IEC), sob a forma da norma **IEC 61215**, e ratificada em 1995 como a norma Alemã e Europeia **DIN EN 61215**.

A especificação foi alargada aos módulos amorfos, tendo em consideração a degradação do material celular. Por este motivo, foi posteriormente (em 1996), emitida a norma **IEC 61646**, "Módulos fotovoltaicos Terrestres de Película Fina – Qualificação do Desenho e Aprovação do Modelo" (**DIN EN**

61646). Os módulos certificados por esta norma são considerados módulos de elevada fiabilidade e durabilidade.

Para a certificação do módulo é feita uma colheita aleatória de uma amostra de oito módulos, retirados directamente da linha de produção. Um dos módulos é usado para controlo, enquanto que os restantes sete módulos são submetidos a diversos testes tecnológicos e físicos:

- Inspeção visual;
- Desempenho sob diferentes condições (CTS, NOCT e com $T = 25^{\circ}$ e $E = 200 \text{ W/m}^2$);
- Teste de isolamento térmico;
- Medição dos coeficientes térmicos;
- Teste de exposição a factores externos;
- Teste de resistência a um ponto quente;
- Teste de resistência ao choque térmico;
- Testes de resistência aos raios UV;
- Teste de estanquidade e resistência ao gelo;
- Teste de robustez dos acabamentos;
- Teste de resistência mecânica e de torção;
- Teste de resistência ao granizo

Os procedimentos para os diversos testes e medições, são parcialmente definidos em várias normas: As bases para a medida do desempenho do módulo, vem estipulado nas várias secções da norma **DIN EN 60904-1 (IEC 60904-1)** “*Medição das Características Fotovoltaicas de Corrente-Tensão*”. Esta norma especifica os requisitos dos procedimentos de teste e de medição, e define quais as fontes de luz artificial que poderão ser utilizadas no teste. Por exemplo, especifica a distribuição espectral que corresponde a um espectro de referência solar. A norma **IEC 60891** é outra norma de referência, que descreve os procedimentos para as correcções da temperatura e da irradiância na determinação das características **I-U** das células e dos módulos cristalinos, para vários níveis de temperatura e de irradiância. O teste de resistência mecânica, no que respeita à resistência ao impacto, é especificado na norma **IEC 61724**.

O certificado de homologação atribuído no contexto da norma **IEC 61215** ou **IEC 61646**, é globalmente aceite como uma marca de qualidade dos módulos. É actualmente exigido pela maioria das autoridades competentes que gerem programas nacionais e internacionais de apoio. Os módulos standards são normalmente certificados pelas normas **IEC 61215** ou **IEC 61646**. Não é muito frequente os módulos especiais e específicos serem certificados, sobretudo devido aos elevados custos associados com a concessão do certificado, que não se justifica para um número tão reduzido de módulos.

Infelizmente, as medições feitas sob condições de referência **CTS**, dizem muito pouco sobre os desempenhos reais dos módulos. Faria sentido especificar o desempenho médio ou a produção nas condições reais de operação (condições de campo). Isto requer medições e cálculos das eficiências para várias irradiâncias e temperaturas. Vários Institutos de todo o mundo têm vindo a trabalhar no sentido de definir procedimentos standardizados para a determinação da produção energética nas condições de campo. Os maiores progressos foram feitos pela “*Junta da Comissão Europeia do Centro de Investigação*” em Ispra, e teve como resultado o projecto da norma **IEC 61853** “*Teste do desempenho e índice de produção de módulos fotovoltaicos terrestres*”. Este documento define seis dias de referência com regimes de irradiâncias e temperaturas típicas, para os quais é determinado a energia produzida.

- 1) Dia de calor nas regiões desérticas: elevada irradiância e temperatura (valores máximos de **1.100 W/m² e 45 °C**)
- 2) Dia de primavera nas regiões montanhosas: elevada irradiância e baixa temperatura (valores máximos de **1.000 W/m² e 6 °C**)
- 3) Dia de outono com o céu coberto: irradiância e temperatura medianas (valores máximos de **350W/m² e 15°C**)
- 4) Dia quente e húmido de Verão com ligeiras nuvens: irradiância mediana e elevada temperatura (valores máximos de **600 W/m² e 30 °C**)
- 5) Dia de Inverno nos países setentrionais: baixa irradiância e baixa temperatura (valores máximos de **200 W/m² e 0 °C**)
- 6) Dia de Verão nas regiões costeiras frias: irradiância normal e baixa temperatura (valores máximos de **1.000 W/m² e 18 °C**)

Uma vez de acordo com a norma **IEC 61215**, onde são medidos e registados todos os dados relativos ao módulo, será apenas necessário combinar esta informação com os dados meteorológicos para os dias de referência (através de um procedimento normalizado), para se chegar à energia produzida. É perfeitamente possível que um módulo com uma maior eficiência nas condições de referência **CTS**, possa vir a ter uma menor produção energética total.

Teste de protecção classe II

Este teste está relacionado com a protecção das pessoas contra choques eléctricos. Esta protecção deve ser garantida pelos módulos de protecção Classe **II**, através de, no mínimo, um isolamento duplo que permaneça intacto durante o período de vida útil do módulo. Este teste pressupõe a prova da conformidade do módulo à norma **IEC 61215**.

3.1.12.1.1 Marca de certificação TÜV-PROOF

A TÜV Rheinland tem vindo a atribuir a marca TÜV-PROOF desde 1999. Esta marca de certificação implica a realização de testes que vão para além das exigências da norma **IEC 61215** e pode ser atribuída a sistemas completos ou a componentes individuais, como os módulos, inversores e interruptor principal **DC**. A marca TÜV-PROOF num módulo significa que, entre outros, a especificada eficiência e conformidade com a protecção Classe **II** e norma **IEC 61215**, foram avaliados e confirmados.

Período de garantia dos fabricantes

A qualidade de um módulo também é assegurada pelo período de validade da garantia. As garantias dos fabricantes são normalmente válidas por períodos entre **10 a 26** anos. Contudo, deve-se verificar a que potência se refere a garantia: se à potência mínima ou se à potência nominal. A garantia de **90 %** da potência mínima com uma tolerância de desempenho de **10 %**, é equivalente a uma garantia de **80 %** da potência nominal.

3.1.13 Interligação entre módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são combinados entre si através de ligações em série e em paralelo, por forma a criar uma maior unidade do ponto de vista eléctrico e mecânico. Os módulos ligados em série constituem as fileiras. Para minimizar as perdas de potência no sistema, apenas deverão ser utilizados módulos do mesmo tipo.

Uma fileira constituída por três módulos fotovoltaicos e as resultantes curvas de corrente-tensão, são ilustradas na figura seguinte.

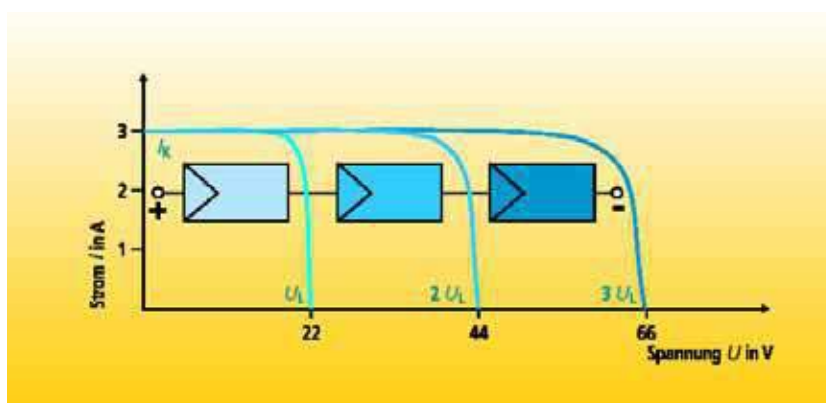


Figura 3.73 - Ligação em série dos três módulos fotovoltaicos

O número de módulos ligados em série perfaz a tensão do sistema, que por sua vez determina a tensão de entrada do inversor. Deve-se ter em atenção que a tensão de circuito aberto da fileira de módulos é sempre maior do que as equivalentes tensões operacional e nominal. Na eventualidade de ser atingido este nível de tensão, poderão ser ultrapassadas as tensões de entrada admissíveis dos inversores.

As ligações em paralelo entre módulos individuais é utilizado tipicamente nos sistemas autónomos (ver Figura 3.74).

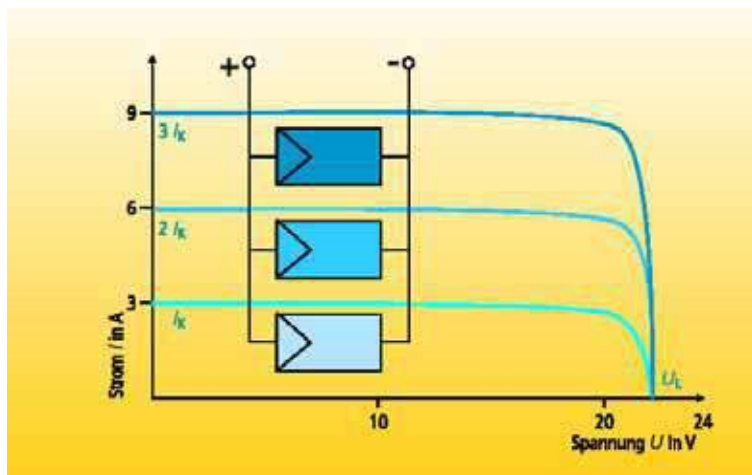


Figura 3.74 - Ligação em paralelo dos três módulos fotovoltaicos

Nos sistemas com ligação à rede, encontram-se várias fileiras ligadas em paralelo. O número de módulos por fileira irá depender da tensão do sistema, o que deverá produzir as curvas características do gráfico seguinte.

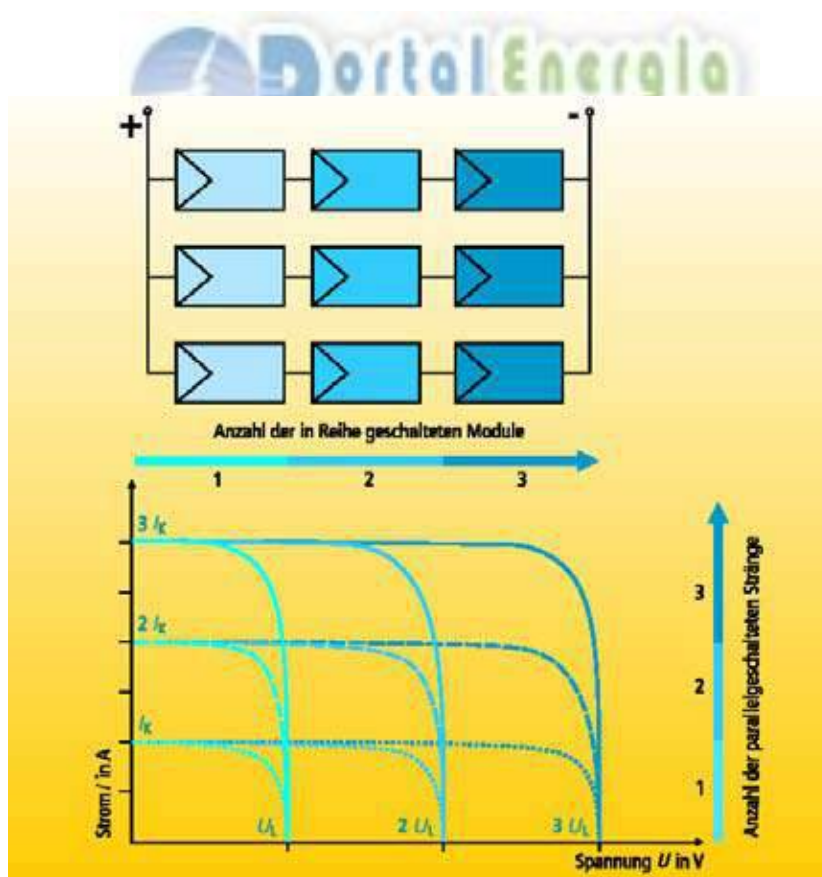


Figura 3.75 - Interligação de módulos fotovoltaicos

3.2 Caixa de junção geral, díodos de bloqueio das fileiras e fusíveis

As fileiras individuais são ligadas entre si na caixa de junção geral do gerador. Para além destes cabos são ainda ligados o cabo principal **DC** e, caso seja necessário, o condutor de ligação equipotencial.

A caixa de junção geral do gerador contém terminais, aparelhos de corte e, se necessário, fusíveis de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Frequentemente é também instalado um descarregador de sobretensões para desviar as sobretensões para a terra (ver capítulo 5). Esta é a principal razão pela qual a ligação equipotencial ou o condutor de terra são ligados à caixa de junção geral. Por vezes, também é alojado o interruptor principal **DC** (ver capítulo 3). Esta caixa deve ser de protecção classe **II**, e ter os terminais positivo e negativo claramente separados no interior da caixa. No caso de ser instalada no exterior, deverá estar protegida, no mínimo, com protecção **IP 54**.

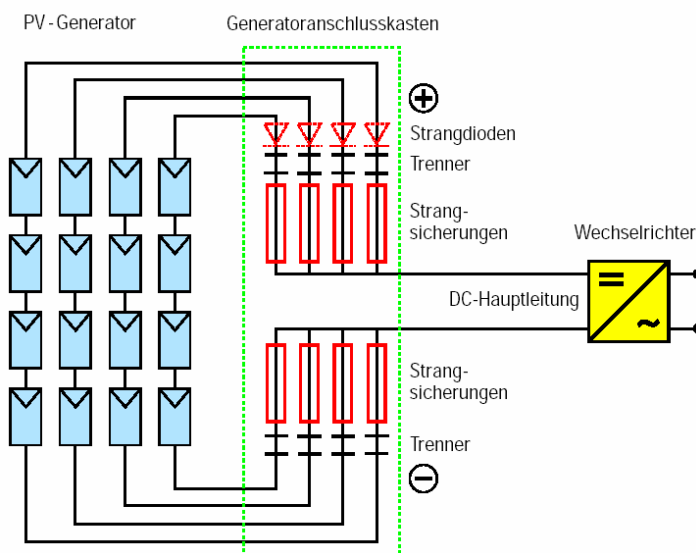


Figura 3.76 - Díodos de bloqueio das fileiras, fusíveis de fileira e caixas de junção do gerador

Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas. Devem ser concebidos para funcionar em **DC** (ver capítulo 5). Os fusíveis cilíndricos são normalmente distribuídos de forma semelhante aos fusíveis de fileira.



Figura 3.77 - Vários fusíveis DC

Para promover o desacoplamento entre as fileiras dos módulos individuais, podem ser ligados díodos de bloqueio em série com cada fileira. No caso de ocorrer um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira, as restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas. Sem a presença de díodos de bloqueio nas fileiras, uma corrente fluiria no sentido inverso através da fileira afectada. A tensão de bloqueio destes díodos deverá ser igual ao dobro da tensão de circuito aberto da fileira fotovoltaica sob condições **CTS**.

Durante a operação do sistema fotovoltaico, os díodos de bloqueio das fileiras estão directamente polarizados. Isto permite que a corrente da fileira flua através dos díodos de bloqueio das fileiras (normalmente são necessários dissipadores de calor). A circulação de corrente provoca perdas de potência nos díodos (aprox. **0,5 a 2,0 %**), que tem origem na queda de tensão aos terminais do díodo de aproximadamente **0,5-1,0 V**. Por este motivo, nos sistemas sombreados, a produção energética para sistemas que usem díodos de bloqueio, não é substancialmente maior à dos sistemas que não possuem díodos de bloqueio. As perdas devido às correntes inversas são compensadas pelas perdas originadas pelas quedas da tensão aos terminais dos díodos.

A falha de um díodo de bloqueio de fileira provou ser problemática. A experiência do programa "1000 telhados" mostrou que, frequentemente, a falha destes díodos de bloqueio e, conseqüentemente das fileiras fotovoltaicas, não eram descobertas nem reparadas senão demasiado tarde.

Por este motivo, são actualmente suprimidos os díodos de bloqueio das fileiras nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede. Os estudos liderados pelo Instituto Fraunhofer para sistemas de Energia Solar ISE, demonstraram que os módulos standard suportam correntes inversas sete vezes superiores à corrente do curto-circuito, sem serem danificados [Lau 98].

De acordo com o estabelecido na norma **VDE 0100-712 (IEC 60364-7-712)**, os díodos de bloqueio de cada fileira não são necessários, se forem usados módulos do mesmo tipo, com uma protecção de classe **II**, certificados para suportar **50 %** da corrente nominal de curto-circuito quando polarizados inversamente e no caso do desvio da tensão do circuito aberto entre as diferentes fileiras individuais do gerador fotovoltaico não seja superior a **5 %**.

Para proteger os módulos e os cabos das fileiras das sobrecargas, são intercalados fusíveis de fileira em todos os condutores activos (positivos e negativos). Se não se utilizarem fusíveis de fileira, os condutores de fio devem estar dimensionados para a máxima corrente de curto-circuito do gerador, menos a corrente da fileira. Para a escolha de uma caixa de junção apropriada, ver capítulo 5.

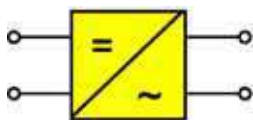


Figura 3.78 - Caixa de junção do gerador

3.3 Inversores

3.3.1 Símbolos eléctricos e função

O inversor solar estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede **AC** ou a carga **AC**. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal eléctrico **DC** do gerador fotovoltaico num sinal eléctrico **AC**, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado.



O símbolo da esquerda é usado como sendo o símbolo eléctrico do inversor.

Também é conhecido como conversor **DC/AC**. Com a utilização dos modernos dispositivos electrónicos, a conversão num sinal de corrente alternada standard envolve perdas relativamente pequenas.

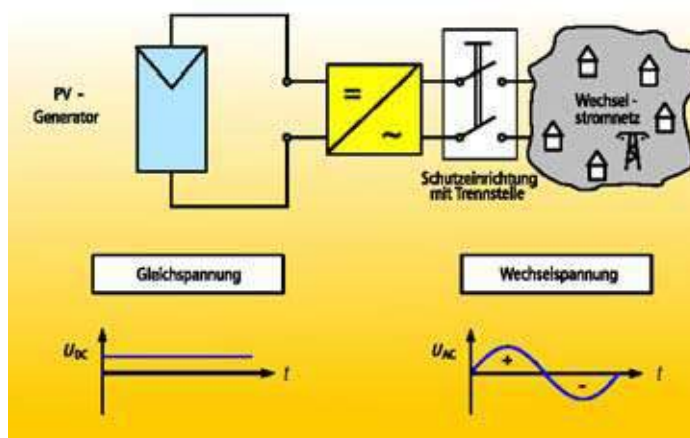


Figura 3.79 - Princípio de um inversor ligado à rede

Dependendo da aplicação, existe uma distinção entre os inversores utilizados nos sistemas com ligação à rede (inversores de rede) e nos sistemas autónomos (inversores autónomos). Os inversores para os sistemas autónomos são analisados mais detalhadamente na secção 3.10. De seguida observamos os inversores para sistemas com ligação à rede.

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede eléctrica principal de forma directa ou através da instalação do serviço eléctrico do prédio. Com uma ligação directa, a electricidade produzida é injectada directamente na rede eléctrica pública. Com o acoplamento à instalação do prédio, a energia gerada é em primeiro lugar consumida no prédio, sendo então a excedente fornecido à rede pública.

Os sistemas fotovoltaicos com uma potência instalada até **5 kW_p** (ou com uma dimensão inferior a 50 m²), são construídos geralmente como sistemas monofásicos. Para maiores sistemas, a alimentação é trifásica, e é ligada ao sistema de alimentação trifásico. Para esta aplicação, os inversores centrais trifásicos equipados com tiristores são frequentemente usados. Contudo, é cada vez mais frequente a utilização de vários inversores monofásicos, que são distribuídos de forma equilibrada entre as três fases.

O seguinte diagrama mostra o princípio do acoplamento dos sistemas fotovoltaicos à rede eléctrica, com inversores monofásicos e trifásicos.

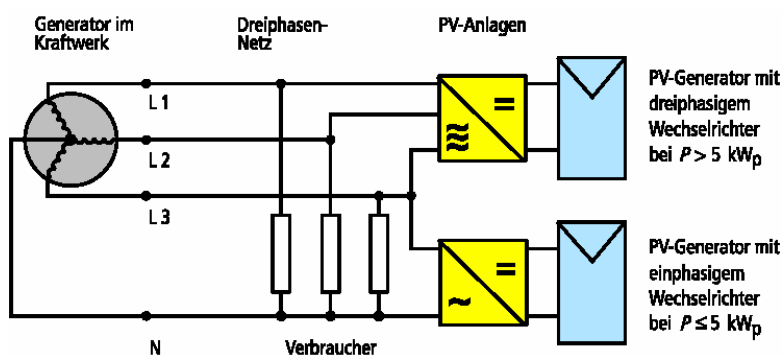


Figura 3.80 - Princípio de sistema fotovoltaico com ligação à rede com inversor monofásico e trifásico

Com o objectivo de fornecer à rede eléctrica a maior potência possível, o inversor deve funcionar no ponto **MPP** do gerador fotovoltaico. Como já foi indicado na secção 3.1.9, o ponto **MPP** do gerador fotovoltaico muda de acordo com as condições meteorológicas. No inversor, o sistema de rastreio **MPP** garante que o inversor é constantemente ajustado ao ponto **MPP**. O sistema de rastreio **MPP** consiste, basicamente, num conversor **DC** ligado em série com o inversor, e que ajusta a tensão de entrada do inversor em função do nível de tensão **MPP**.

Os actuais inversores solares são capazes de realizar as seguintes funções:

1. A conversão da corrente DC gerada pelo gerador fotovoltaico em corrente AC, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança que estão estipulados para a ligação á rede;
2. Ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador fotovoltaico (rastreamento do ponto MPP);
3. Registo de dados operacionais e sinalização (p. ex. : visualizadores, armazenamento de dados, transferência de dados);
4. Dispositivos de protecção AC e DC (p. ex.: protecção de polaridade, protecção contra sobrecargas e sobretensões e equipamento de protecção da interligação com a rede receptora).

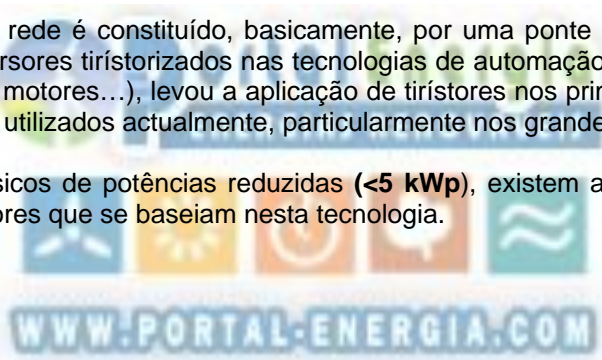
Fabricantes de inversores para ligação à rede: ACE, ASP, Aixcon, Dormüller, Exendis, Fronius, G&H Electronic, Kaco Gerätetechnik Karschny, Mastervolt, NKF Electronics, Philips Lighting, Siemens, SMA, Solar-Fabrik, Solar Konzept, Solon, Sputnik, Sun Power, Sunways, UfE, Victron, Würth, Wuseltronik.

Dependendo do seu princípio operacional, os inversores para ligação á rede podem dividir-se em inversores comutados pela rede (sincronizados pela rede) e em inversores auto-controlados.

3.3.2 Inversores comutados pela rede

Um inversor comutado pela rede é constituído, basicamente, por uma ponte comutada de tirístores. A tradicional utilização de inversores tiristorizados nas tecnologias de automação (tecnologia de regulação e controlo, controladores de motores...), levou a aplicação de tirístores nos primeiros inversores solares. Estes dispositivos ainda são utilizados actualmente, particularmente nos grandes sistemas fotovoltaicos.

Para os inversores monofásicos de potências reduzidas (<5 kWp), existem apenas alguns fabricantes que ainda constroem inversores que se baseiam nesta tecnologia.



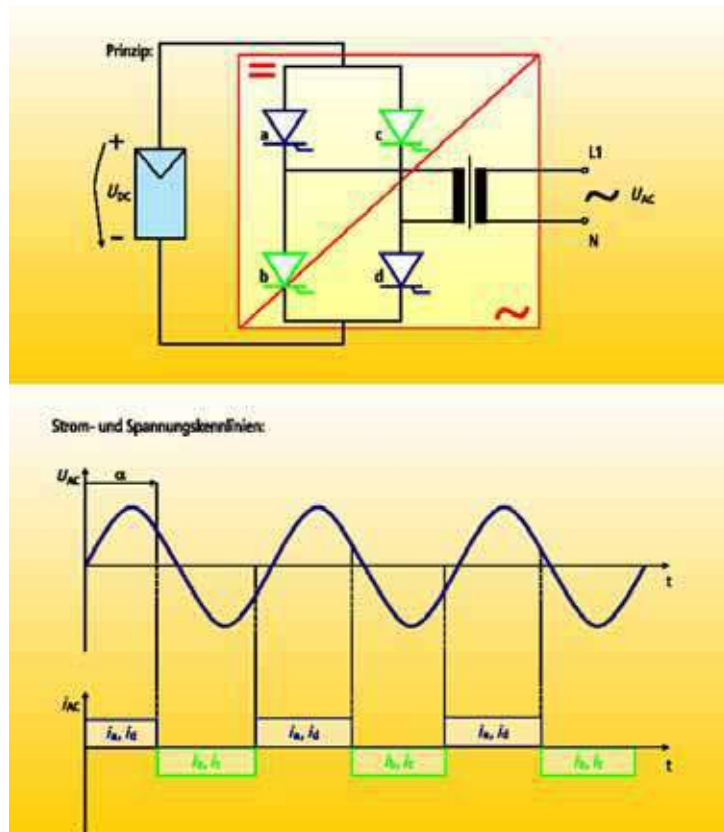


Figura 3.81 - Princípio dos inversores comutados pela rede

Cada par de tiristores da ponte recebe alternadamente um impulso, sincronizado com a frequência da rede. Uma vez que os tiristores apenas podem comutar para o estado de condução, mas não conseguem desligar-se, é necessário a intervenção da tensão da rede para forçar os tiristores a passar ao estado de bloqueio (comutação). Por este motivo, estes inversores designam-se por “comutados pela rede”. Caso aconteça um colapso na rede, o inversor desliga-se automaticamente. Esta característica implica que os inversores sincronizados pela rede não podem funcionar no modo autónomo. Conforme pode ver-se no seguinte diagrama, são criadas correntes de onda quadrada, o que leva a designar frequentemente estes inversores como inversores de onda quadrada.

Estes desvios da forma original da onda sinusoidal da rede eléctrica, provocam o aparecimento de fortes componentes harmónicos (perturbações) e em simultâneo um elevado consumo de potência reactiva (inactiva). Os valores limite para os harmónicos encontram-se especificados na norma **IEC 100-3-2 e 1000-3-3 (DIN VDE 0838)**. São necessários filtros de saída e equipamento de compensação para limitar o conteúdo harmónico. Utiliza-se um transformador principal de **50 Hz** para isolar electricamente a rede principal. Nos modernos dispositivos com tiristores, os impulsos de disparo são controlados por microprocessador. Retardando o impulso de disparo (controlo por ângulo de fase) é possível implementar um controlo de rastreio do ponto **MPP**.

3.3.3 Inversores auto-controlados

Tal como os inversores comutados pela rede, os semicondutores responsáveis pela comutação da corrente dos inversores auto-controlados, são também ligados num circuito em ponte. Dependendo do desempenho do sistema e do nível de tensão, são utilizados os seguintes componentes semicondutores:

- MOSFET (transístor de potência por efeito de campo de óxido de metal)
- Transístores de Junção Bipolar
- GTO (Tirístor com bloqueio assistido pela porta, até 1kHz)
- IGBT (Transístor Bipolar de Porta Isolada)

A aplicação do princípio de modulação por largura de impulso por estes dispositivos, permite uma boa reprodução da onda sinusoidal.

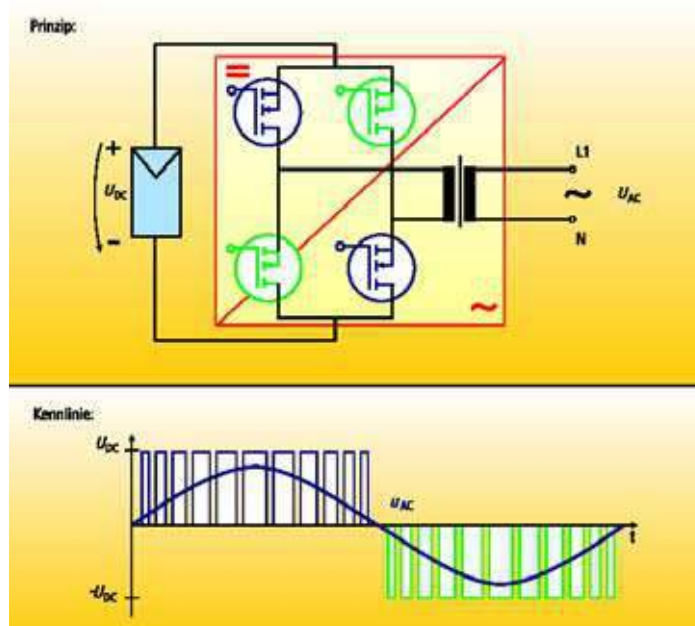


Figura 3.82 - Princípio dos inversores auto-controlados

Através da comutação instantânea do estado dos dispositivos electrónicos a uma frequência em torno dos **10-100 KHz**, formam-se impulsos, cuja respectiva duração e espaçamento corresponde a uma onda sinusoidal. Assim, após a filtragem do sinal por um filtro passa-baixo, forma-se um sinal eléctrico com um conteúdo harmónico de baixa frequência e de pequena amplitude, que é perfeitamente compatível com a rede. As necessidades da potência reactiva destes inversores são relativamente baixas.

Devido à elevada frequência da comutação para a formação dos impulsos, estes dispositivos criam perturbações de elevada frequência. Isto significa que os problemas de compatibilidade electromagnética (**EMC**) precisam de ser tidos em conta durante a concepção da instalação. Isto consegue-se através do uso de circuitos de protecção adequados e da blindagem do equipamento. Os inversores auto-controlados com a marca **CE** e que possuem uma declaração de conformidade **EC**, mantêm geralmente os níveis de **EMC** abaixo dos valores limites estabelecidos pela norma alemã para a compatibilidade electromagnética de equipamentos (EMVG - Gestz über die Elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten).

Em princípio, os inversores auto-controlados são adequados para as redes autónomas. Caso estes inversores estejam ligados à rede eléctrica pública, a frequência do sinal injectado na rede deve ser sincronizada com a da rede eléctrica. Os impulsos de disparo dos comutadores electrónicos são gerados em conformidade com a frequência fundamental da rede.

Inversores auto-controlados com transformador LF

São com frequência utilizados transformadores de baixa frequência (**LF**) – **50 Hz**, nos inversores auto-controlados e sincronizados, por forma a ajustar a tensão de saída com a rede receptora. O campo magnético do transformador separa (isola electricamente) o circuito DC do circuito AC.

Um típico inversor auto-controlado com transformador **LF**, possui os seguintes componentes de circuito:

- Controlador comutado (conversor *step-down* ou redutor)
- Conversor em ponte completa
- Transformador de rede
- MPPT (Sistema de rastreio do ponto de máxima potência)
- Circuito de monitorização da rede ENS/MSD, com aparelhos de corte integrados

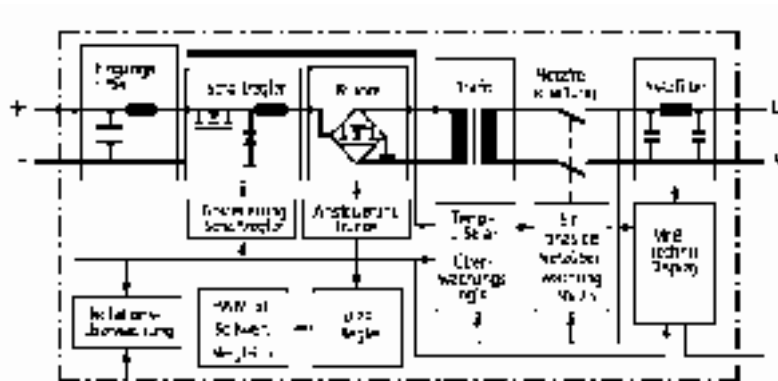


Figura 3.83 - Conceito do circuito de um inversor com transformador LF
 Fonte: Solon

O isolamento eléctrico do transformador permite que o gerador fotovoltaico seja concebido para tensões reduzidas. Para além disso, deixa de ser necessário qualquer equalização do potencial eléctrico da armação do gerador fotovoltaico (ver capítulo 5). O transformador também reduz as interferências electromagnéticas.

Contudo, para além de adicionais perdas de potência, o transformador provoca o aumento da dimensão, do peso e dos custos do equipamento. Por este motivo, alguns fabricantes passaram a utilizar um transformador de reduzidas dimensões ou decidiram omiti-lo por completo.

Os inversores auto-controlados com transformador de elevada frequência

A redução da dimensão do inversor levou à utilização de transformadores de elevada frequência (HF) de 10 a 50 kHz. Estes transformadores, quando comparados com os LF, têm menores perdas, dimensões, peso e custo. Porém, o circuito dos inversores com transformadores HF torna-se bastante mais complexo, de tal modo que a diferença de preço entre estes e os inversores com transformadores LF não é assim tão relevante.

Inversores sem transformador

Para as gamas de baixa potência, são preferencialmente utilizados os inversores sem transformador.

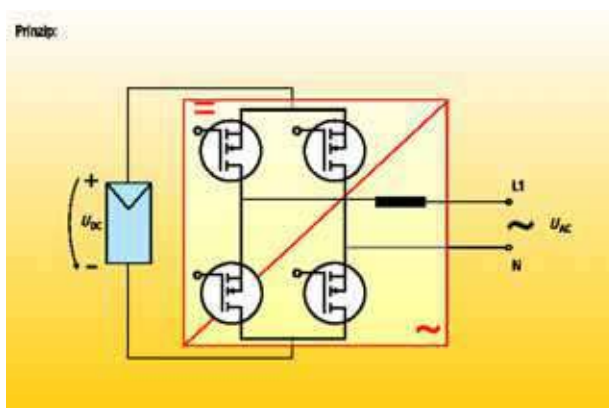


Figura 3.84 - Princípio dos inversores sem transformador

As perdas do inversor são reduzidas pela eliminação do transformador. Para além disso, é reduzido o tamanho, o peso e o custo do inversor. A tensão do gerador fotovoltaico tem de ser significativamente maior do que o valor de pico da tensão da rede, ou alterada através de um conversor elevador DC/DC integrado com o inversor. Quando são utilizados conversores DC/DC, produzem-se perdas adicionais, cancelando parcialmente as perdas evitadas com o transformador.

A falta de isolamento eléctrico entre os circuitos de potência DC e AC nos inversores sem transformador, requer rigorosas medidas de protecção em termos da configuração eléctrica de segurança. A regulamentação de segurança do sector especifica que, para o funcionamento em paralelo de sistemas privados de geração eléctrica com inversores sem transformador isolante, deva ser instalado um dispositivo universal sensível à corrente residual, isto é, no lado AC e DC. Actualmente estão disponíveis dispositivos sensíveis à corrente universal para inversores sem transformador, que garantem as condições de segurança eléctrica. Será ainda possível integrar o circuito de protecção com o sistema **ENS/MSD** (ver secções 3.7 e 5.8.2).

Durante a operação de sistemas fotovoltaicos com inversores sem transformador, estabelecem-se correntes residuais capacitivas de mais de **30 mA**, entre os módulos fotovoltaicos e a terra. Por este motivo, não são utilizados dispositivos de protecção diferencial convencionais que disparam para correntes de **30 mA**.

Devido à ausência de isolamento eléctrico, é mais fácil acoplar os impulsos de interferência electromagnética (ruído) no gerador fotovoltaico. Isto significa que para inversores sem transformador, existe uma maior perturbação electromagnética no ambiente em redor do gerador. Tomando como exemplo a experiência Alemã, o valor limite de interferência electromagnética estabelecido pelo "Regulamento da Federação Alemã de Controlo de Emissões", só foi atingido para um inversor sem transformador a uma distância de **10 cm** do gerador fotovoltaico, quando as recomendações dos engenheiros biólogos estipulam uma distância mínima de **1 m** [Bop99]. Usando um método especial de comutação dos inversores sem transformador, é possível evitar a influência de instáveis campos electromagnéticos no gerador fotovoltaico [Hol00]. Este método foi desenvolvido pela empresa Karschny e é utilizado nos dispositivos das séries **Sitop** produzidos pela Siemens.



Figura 3.85 - Inversor sem transformador

Fotografia: Siemens

Na tabela a seguir são apresentados os prós e os contras dos inversores com e sem transformador.

Tabela 3.5 - Comparação entre inversores com e sem transformador

	Com transformador	Sem Transformador
Características	<ul style="list-style-type: none"> - A tensão de entrada e de saída estão electricamente isoladas - Muito difundido - Fundamentalmente inversores centralizados 	<ul style="list-style-type: none"> - A tensão do gerador fotovoltaico deve ser significativamente superior ao valor de pico da tensão da rede, ou é necessário usar conversores elevadores DC/DC - A maioria dos inversores de fileira e integrados (módulos AC)
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilidade de ligação em tensão reduzida de segurança ($U_{DC} < 120$ V, segurança contra contactos directos salvaguardada) - Forte experiência operacional - Menores interferências electromagnéticas - Não é necessária a ligação equipotencial do gerador fotovoltaico. 	<ul style="list-style-type: none"> - Maior eficiência (para os dispositivos que não possuam conversor DC/DC) - Menor peso - Menor volume - Instalação DC reduzida para inversores de cadeia de módulos e integrados (módulos AC)
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Perdas no transformador (perdas magnéticas e óhmicas) - Maior peso - Maior volume 	<ul style="list-style-type: none"> - Uso de dispositivos adicionais de protecção: circuito de protecção sensível á corrente de defeito DC integrado no inversor - Flutuação do ponto operacional - Instalação completa com protecção de isolamento classe II - Maiores interferências electromagnéticas

3.3.4 Parâmetros, curvas características e propriedades dos inversores

Eficiência da conversão η_{CON}

A eficiência da conversão caracteriza as perdas originadas pela conversão da corrente DC em AC. Nos inversores, estas perdas compreendem as perdas ocasionadas pelo transformador (nos que possuem transformador), pelos comutadores electrónicos e pelo controlador, pelos dispositivos de registo de dados operacionais, etc..

$$\eta_{CON} = \frac{\text{Potência de saída efectiva } P_{AC} \text{ (da componente fundamental)}}{\text{Potência de entrada efectiva } P_{DC}}$$

Eficiência do rastreo η_{TR} .

Os primeiros inversores solares possuíam um método de controlo de ponto fixo (o ponto operacional do inversor estava definido para um nível de tensão particular). Qualquer ajuste em função das variações das condições meteorológicas era apenas possível numa faixa de valores muito estreita.

Os últimos modelos de inversores para sistemas fotovoltaicos ligados à rede, deve garantir uma adaptação óptima à curva característica do gerador solar (curva I-U). Durante o dia, os parâmetros operacionais do gerador fotovoltaico variam constantemente. A irradiância e a temperatura alteram o "Ponto de Potência Máxima" (**MPP**) do gerador fotovoltaico. Sempre no intuito de transformar a máximo potência solar num sinal AC, o inversor tem de fixar e rastrear automaticamente o ponto operacional óptimo (**rastreo MPP**). A qualidade da capacidade de ajuste do inversor ao ponto operacional óptimo é descrito pela eficiência do rastreo.

$$\eta_{TR} = \frac{\text{Potência de entrada efectiva instantânea } P_{DC}}{\text{Potência máxima instantânea do gerador } P_{PV}}$$

Neste caso, a flutuação do ponto operacional causado pelo acoplamento indesejado da frequência da tensão de rede no lado DC, deve ser tão pequena quanto possível. Estes efeitos manifestam-se com maior relevo nos inversores sem transformador.

Eficiência estática

A eficiência estática é obtida do produto entre as eficiências de conversão e de rastreo:

$$\eta_{INV} = \eta_{CON} \times \eta_{TR}$$

Esta eficiência estática pode ser determinada para vários regimes de carga.

A eficiência nominal definida pela fichas técnicas dos fabricantes, é obtida durante o funcionamento no intervalo nominal do inversor (**Un e In**). Para além disso, também é referido com frequência a eficiência máxima, que normalmente se encontra no intervalo de **50 a 80 %** da potência nominal.

O cenário nominal assim como a eficiência máxima, conseguem-se apenas para determinadas condições de irradiância e de temperatura. As variações da irradiância são responsáveis pelo funcionamento frequente do inversor no intervalo de carga parcial. A relação entre a eficiência do inversor, a tensão do gerador fotovoltaico e o regime de carga, tem uma influência decisiva na produção anual de energia eléctrica. Consequentemente, as curvas de eficiência (ver figura 3.86) fornecem uma visão mais correcta do que a mera indicação da eficiência nominal.

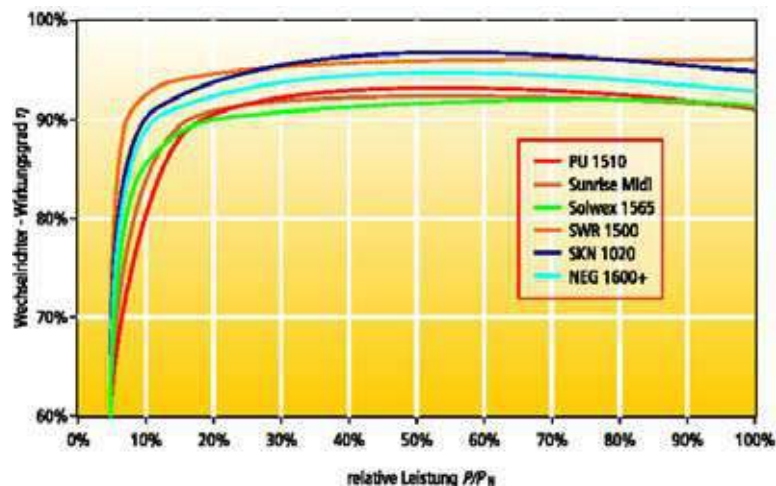


Figura 3.86 - Curvas características de diferentes tipos de inversores (de acordo com as especificações dos fabricantes)

As curvas de eficiência são precisas a uma determinada temperatura ambiente para o inversor e dependem da tensão de entrada.

Eficiência Euro η_{Euro}

No intuito de permitir e facilitar a comparação entre diferentes inversores com base na sua eficiência, foi criada a eficiência **Euro**, η_{Euro} . Trata-se de uma eficiência dinâmica calculada para o clima europeu. O diagrama a seguir mostra a frequência e o conteúdo energético das diferentes classes de irradiância, baseadas na evolução da radiação solar de um determinado ano na Alemanha.

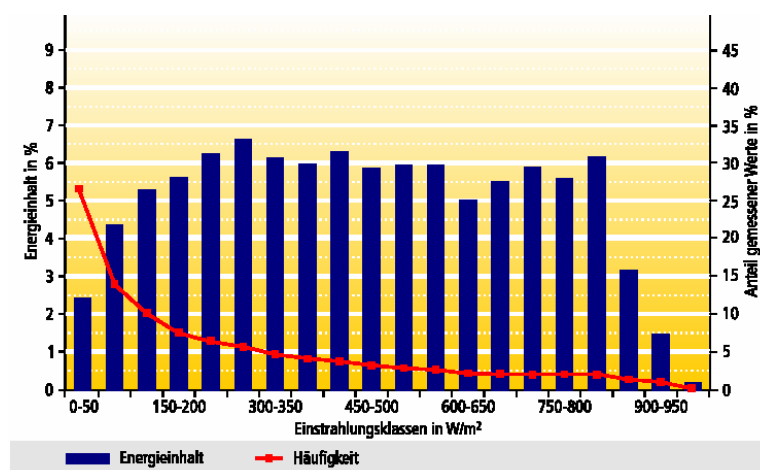


Figura 3.87 - Frequência e energia de várias classes de irradiação para um ano normal na Alemanha [dgs99]

Verifica-se que as irradiações acima de **800 W/m²** ocorrem raramente, pelo que, para esta latitude, os inversores funcionam frequentemente num regime parcial. Por forma a tomar em consideração diferentes cenários de carga, a eficiência Euro é calculada através de uma média pesada das eficiências estáticas, definidas para seis diferentes regimes de carga (carga nominal e cinco diferentes cargas parciais):

$$\eta_{\text{Euro}} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,1 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,2 \times \eta_{100\%}$$

O valor $\eta_{100\%}$ corresponde à eficiência na situação nominal. A potência do gerador fotovoltaico corresponde então à potência nominal do inversor ($P_{\text{PV}} = P_{\text{n INV}}$). Em média, assume-se que o inversor está sujeito a **100 %** da carga nominal, durante **20 %** do tempo de operação ao longo de um ano (**0,2 x $\eta_{100\%}$**).

O valor $\eta_{50\%}$ dá a eficiência do inversor para uma potência de saída do gerador fotovoltaico, de **50 %** da potência nominal do inversor ($P_{\text{PV}} = 0.5 \times P_{\text{n INV}}$). Assume-se que o inversor está sujeito a uma carga de **50 %** da carga nominal, durante **48 %** do tempo de operação ao longo de um ano (**0,48 x $\eta_{50\%}$**). As restantes quatro condições de carga obtêm-se de modo similar.

O valor da eficiência **Euro** permite a comparação entre diferentes inversores. A eficiência **Euro** é aproximadamente equivalente à eficiência máxima do inversor. Não se justificam extensas comparações entre as curvas de eficiência dos inversores. Dependendo da classe de potência, nível de tensão **DC** e conceito do circuito, a eficiência **Euro** varia entre ($\eta_{\text{Euro}} =$) **86 a 95 %**.

A eficiência **Euro** é calculada normalmente apenas para a tensão nominal, enquanto que o intervalo operacional **MPP** cobre um ampla gama de tensões. Na norma **IEC 61683 (DIN EN 61683)**, são especificadas três tensões para o cálculo da eficiência: a tensão mínima de entrada, a tensão nominal e **90 %** da tensão máxima de entrada. Um método standardizado para o cálculo da média pesada da eficiência **Euro**, para diferentes tensões, seria de grande ajuda no sentido de obter uma melhor estimativa da actual eficiência operacional do inversor e para estabelecer comparações entre diferentes dispositivos.

Comportamento em caso de sobrecargas

O comportamento no caso de sobrecargas, é um factor importante no dimensionamento e selecção de inversores. Especialmente para os sistemas caracterizados por um deficiente alinhamento ou sujeitos a sombreamentos parciais, poderá fazer sentido (do ponto de vista técnico e económico), sub-dimensionar o inversor (ver secção 5.4). No intuito de obter algum grau de confiança na planificação, é importante avaliar o comportamento do inversor numa situação de sobrecarga. Os inversores têm, normalmente, três métodos diferentes de lidar com sobrecargas:

- 1) Variação do ponto de operação
- 2) Limitação da potência
- 3) Corte

No método **3)**, um inversor sub-dimensionado iria reagir a uma situação de sobrecarga através do corte do gerador em condições óptimas de irradiância. Os inversores que utilizam os métodos **1)** e **2)**, podem ser utilizados para várias condições, inclusivamente para ligeiros sub-dimensionamentos.

Registo de dados operacionais

Quase todos os fabricantes de inversores oferecem funções de aquisição e de registo de dados, integrados nos próprios dispositivos ou fornecidos em separado. Os dados podem ser lidos através de painéis de visualização, constituídos por **LEDs** (díodos emissores de luz), e/ou transmitidos para um PC. Isto permite que o sistema fotovoltaico seja monitorizado e avaliado.



Figura 3.88 - Módulo AC com sistema de aquisição de dados operacionais e interface com um PC
Fotografia: Dormüller

O registo de dados cobre, geralmente, os seguintes valores:

Entrada: tensão U_{DC} , corrente I_{DC} e potência P_{DC}
Saída: tensão U_{AC} , corrente I_{AC} , potência P_{AC} e frequência f
Tempo de operação do inversor
Electricidade gerada
Estado do dispositivo e falhas

O número de valores registados situa-se algures entre cinco valores diários e um valor por minuto. Os tempos de operação e os diferentes parâmetros são registados como valores diários, semanais, mensais e/ou anuais. Os dados são directamente armazenados ou enviados para um sistema de aquisição e registo de dados, que comunica com um computador. Os dados são analisados através de um software apropriado fornecido pelos fabricantes. A capacidade de armazenamento destes dispositivos é geralmente de **28 a 450 dias**. Alguns destes dispositivos são auxiliados por um sistema externo de aquisição e registo de dados, ou então é um computador que assume esta função. A maioria dos inversores têm um interface para **Pc**, em série ou paralela: **interface RS-232 ou RS- 485**.

A crescente modularidade dos inversores, levou muitos fabricantes a oferecer sistemas externos de aquisição de dados externos com múltiplas interfaces de comunicação. Esta solução permite que os dados de vários inversores sejam armazenados e avaliados a partir de um único dispositivo. Por sua vez, são cada vez mais utilizados sistemas automáticos de monitorização e de sinalização. A função de sinalização de defeitos permite a emissão de sinais de alarme acústicos ou visuais, assim como a transmissão de mensagens por fax, computador, e-mail e/ou Internet.

Características adicionais e propriedades.

Tabela 3.6

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
Potências			
Potência nominal DC	$P_{n\ DC}$	W	Potência fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Potência máxima fotovoltaica	$P_{DC\ max}$	W	Máxima potência fotovoltaica que é admissível pelo inversor
Potência nominal AC	$P_{n\ AC}$	W	Potência AC que o inversor pode fornecer permanentemente
Máxima potência AC	$P_{AC\ max}$	W	Máxima potência AC do inversor
Factor de potência	$\cos\ \varphi$		Parâmetro de controlo da potência reactiva deve ser superior a 0,9
Potência de ligação	P_{on}	W	Especifica a potência fotovoltaica de arranque para a qual é iniciada a operação do inversor
Potência de desligação	P_{off}	W	Especifica a potência fotovoltaica para a qual o inversor se desliga
Potência em <i>stand-by</i>	$P_{standby}$	W	Especifica a potência do inversor em modo " <i>stand-by</i> " (modo de vigília), quando não está em operação e fora do período nocturno
Potência em modo nocturno	P_{noite}	W	Especifica a potência do inversor no período nocturno
Tensões			
Tensão nominal DC	$U_{n\ DC}$	V	Tensão fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Intervalo de tensão MPP	U_{MPP}	V	Especifica o intervalo de tensão de entrada no qual o inversor procura o ponto MPP
Tensão máxima DC	$U_{DC\ max}$	V	Tensão fotovoltaica máxima à entrada do inversor
Tensão de desligamento	$U_{DC\ off}$	V	Tensão fotovoltaica mínima para a qual o inversor ainda opera
Tensão nominal AC	$U_{n\ AC}$	V	Tensão de saída AC do inversor (normalmente 230 V)
Correntes			
Corrente nominal DC	$I_{n\ DC}$	A	Corrente fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Corrente máxima DC	$I_{DC\ max}$	A	Corrente máxima fotovoltaica na entrada do inversor
Corrente nominal AC	$I_{n\ AC}$	A	Corrente AC que é injectada pelo inversor na rede à potência nominal.
Corrente máxima AC	$I_{AC\ max}$	A	Corrente máxima AC à saída do inversor
Taxa de distorção harmónica	k	%	Factor de qualidade da corrente ou da tensão fornecida (calcula-se a partir do rácio entre o valor RMS das componentes harmónicas e a fundamental), deve ser inferior a 5 %
Nível de ruído		dB(A)	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, o ruído em operação pode atingir diversos níveis– isto deve ser tomado em conta ao escolher a localização do inversor
Intervalo de temperatura	T	°C	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, existem vários intervalos de temperaturas; para ter em atenção ao escolher a localização do inversor (por exemplo num sótão ou no exterior)

Tabela 3.7

Propriedades	Descrição
Categoria de protecção IP	Na altura de escolher a localização do inversor deve-se ter em conta: Categoria: IP 5_ protecção contra o depósito de poeiras IP 6_ protecção contra a penetração de corpos sólidos estranhos e poeiras IP _1 protecção contra a queda vertical de gotas de água IP _3 Protecção contra a queda de água de gotas de água até 60° da vertical IP _4 Protecção contra projecções de água IP _5 Protecção contra jactos de água de baixa pressão IP _7 Protecção contra a imersão em água Um inversor situado exterior deve ter, pelo menos, protecção IP 54
Controlo do isolamento	O inversor monitoriza a resistência de isolamento do sistema fotovoltaico
Estabilidade em curto-circuito e em circuito aberto	Diz respeito ao comportamento do inversor no caso de acontecer uma falha
Protecção de polaridade	O inversor deve estar protegido contra a eventualidade de uma ligação incorrecta dos seus pólos (por exemplo, durante a instalação)
ENS/MSD (com maior enfoque na Alemanha)	Circuito de monitorização da rede, com aparelhos de corte integrados: dois dispositivos automáticos em paralelo que monitorizam a rede receptora, cada um deles com um dispositivo integrado, ligados em série entre si. Frequentemente o ENS/MSD vem integrado com o inversor. Ver também a secção 5.8.2
Serviço, garantia	O período da garantia deve ser no mínimo de dois anos.
Aquisição e armazenamento de dados	Registo de dados operacionais relevantes, detecção e sinalização de avarias, e armazenamento de dados
Interface com o PC, software, ou modem ligado à rede eléctrica	Interface RS-232 ou RS-485 PC, software de análise, modem que pode transmitir sinais de dados através da linha de potência
Indicador visual, documentação	Ampla oferta de equipamento auxiliar, facilidade de uso, documentação para o cliente e para o responsável técnico pela instalação

3.3.5 Tipos de inversores e tamanhos de construção para várias classes de potência

Os inversores podem dividir-se em três grupos: inversores centrais, inversores de cadeia de módulos e inversores integrados. Os conceitos que estão associados a cada tipo de inversor são explicados em detalhe no capítulo 5. De seguida são apresentados alguns exemplos de diferentes inversores.



Figura 3.89 - Inversor central - gama de alta potência (trifásico)

Tipo:	SINVERTsolar 60 kVA
Fabricante:	Siemens AG
Conceito:	inversor auto-controlado com transformador LF
Potência nominal DC:	60 kW
Tensão MPP:	460-680 V
Dimensão:	1.325 x 650 x 850 mm
Peso:	750 kg



Figura 3.90 - Inversor central - gama de baixa potência (monofásico)

Tipo:	NEG 1600+
Fabricante:	SOLON AG
Conceito:	Inversor auto-controlado com transformador LF e tensão reduzida de segurança
Potência nominal DC:	1.740 W
Tensão MPP:	56-95 V
Dimensão:	540 x 410 x 170 mm
Peso:	26 kg



Figura 3.91 - Inversor de cadeia de módulos

Tipo:	SunnyBoy SWR 2000
Fabricante:	SMA
Conceito:	Inversor auto-controlado sem transformador
Potência nominal DC:	1.900 W
Tensão MPP:	125-500 V
Dimensão:	295 x 434 x 214 mm
Peso:	25 kg



Figura 3.92 - Unidade integrada Inversor/módulo

Tipo:	DMI 150/35
Fabricante:	Dorfmüller
Conceito:	Inversor auto-controlado com transformador LF
Potência nominal DC:	100 W
Tensão MPP:	28-58 V
Dimensão:	80 x 200 x 100 mm
Peso:	2,8 kg

3.3.6 Outros desenvolvimentos tecnológicos

Configuração multifileira

A utilização de inversores para elevadas tensões de entrada, particularmente no caso dos inversores de cadeia de módulos (ver capítulo 5), pode conduzir a substanciais perdas de energia. Os sistemas sombreados ou que possuam campos de módulos com diferentes orientações, são os mais afectados. Uma das soluções adoptadas para reduzir estas perdas, é conhecida pela configuração multifileira. Neste caso, o sistema é concebido de forma a que os módulos com condições semelhantes de irradiação são ligados uns aos outros, formando uma única "fileira". Cada fileira tem o seu próprio conversor DC/DC com um rastreador **MPP** separado, de modo a cada fileira operar no ponto de máxima potência. Por este motivo, as fileiras **MPPs** podem ser diferentes. Através do barramento DC é fornecida uma tensão DC constante pelo conversor DC/DC à unidade onduladora (inversor).

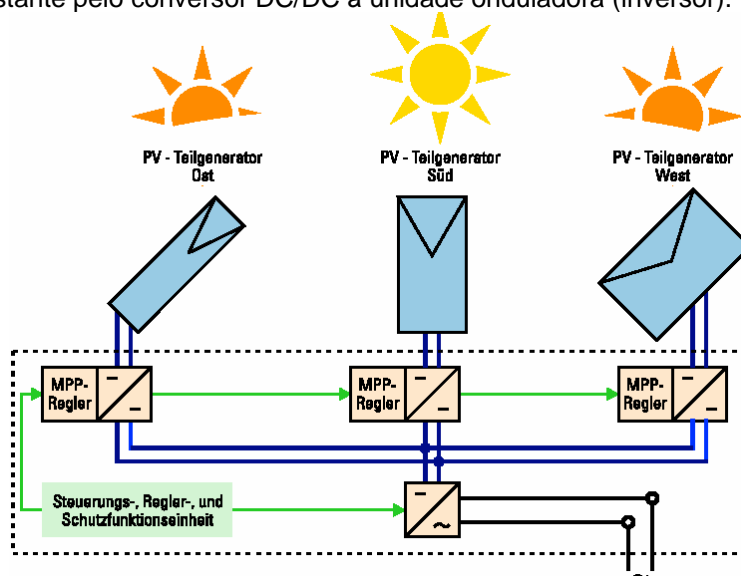


Figura 3.93 - Inversor multifileira

Configuração "mestre-escravo" nas gamas de baixa potência

O conceito "mestre-escravo" (ver capítulo 5) permitiu o desenvolvimento de uma nova solução para a optimização da produção de energia. Este conceito, utilizado normalmente para os grandes inversores (**200 kW** ou mais), foi expandido para os inversores de baixa potência (até **5 kW**).

Vários inversores de baixa potência trabalham em conjunto como unidades "mestre-escravo". Quando a irradiação é reduzida, apenas operam os dispositivos mestres. Com o aumento da irradiação, atinge-se a potência limite do dispositivo mestre, sendo então accionado o primeiro dispositivo escravo. De modo semelhante, o crescente aumento da irradiação conduz à sucessiva entrada em operação dos restantes dispositivos escravos. Este conceito permite optimizar a eficiência global do sistema.

A curva característica da unidade mestre-escravo, compreende as curvas características dos inversores individuais e, especialmente no intervalo de baixa potência, tem uma eficiência maior do que a de um dispositivo individual com a mesma potência total. É possível distribuir os vários inversores individuais da unidade mestre-escravo entre os diferentes sub-geradores ou fileiras, de modo a estabelecer diferentes **MPP** para os inversores individuais. Outra designação dada a esta configuração é o "conceito de equipa".

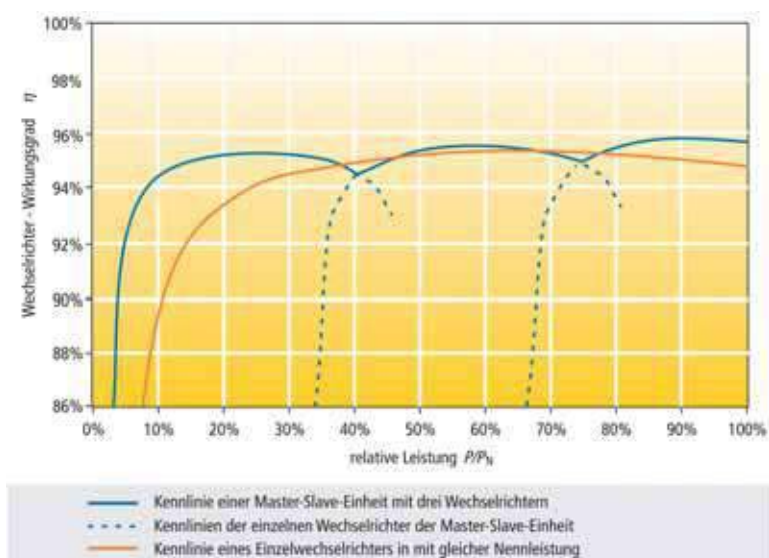


Figura 3.94 - Curva característica de eficiência de uma unidade mestre-escravo com três inversores

Configuração trifásica nos intervalos de baixa potência

Outra possibilidade para a optimização da eficiência global dos sistemas fotovoltaicos nos intervalos de baixas potências, consiste na ligação do inversor a uma rede trifásica. Este conceito tem as seguintes vantagens:

- elevada eficiência;
- melhoria na qualidade do sinal eléctrico produzido;
- simplicidade do circuito;
- maior robustez e longevidade dos dispositivos;
- possibilidade de utilização de equipamento protector redundante, com monitorização da tensão trifásica (em substituição do dispositivo protector **ENS/MSD**).

Outros desenvolvimentos

Os fabricantes de inversores têm vindo a dar uma especial ênfase à modularidade dos seus dispositivos. Múltiplos inversores de pequena dimensão são ligados entre si do lado DC ou AC. Isto permite a ligação de várias unidades conversoras sob a forma de um único sistema modular, que forneça a potência total desejada.

Tal como os componentes de potência, esta modularidade estende-se a outras funcionalidades que opcionalmente podem equipar os inversores, de acordo com as especificações do cliente. Isto inclui, em particular, visualização, registo e armazenamento de dados operacionais, interfaces de comunicação, funções de protecção, entre outros. Deste modo os dados operacionais dos múltiplos inversores podem ser monitorizados à distância, através das suas interfaces de comunicação. Novos conceitos estão neste momento a ser desenvolvidos, em que o rastreador **MPP** e o conversor DC/DC estão separados e ligados através de um barramento DC a um inversor central.



Figuras 3.95 e 3.96 - Inversores de concepção modular
 Fotografias: Fronius

3.4 Cabos

3.4.1 Cabos do gerador

Para a instalação eléctrica de um sistema fotovoltaico, apenas devem ser usados cabos que cumpram os requisitos para esta aplicação. Antes de mais é necessário distinguir entre os cabos de módulo ou de fileira, cabo principal DC e cabo do ramal AC.

Designam-se por “cabos de módulo” ou “cabos de fileira”, os condutores que estabelecem a ligação eléctrica entre os módulos individuais de um gerador solar e a caixa de junção do gerador. Estes cabos são geralmente aplicados no exterior. Com o objectivo de garantir protecção contra a ocorrência de falhas de terra, bem como de curto-circuitos, os condutores positivos e negativos não podem ser colocados lado a lado no mesmo cabo. A experiência tem demonstrado que os cabos monocondutores com isolamento duplo são a melhor solução, oferecendo uma elevada segurança.



Figura 3.97 - Vários cabos de módulo e de fileira

Contudo, a versão standard deste tipo de cabo apenas permite temperaturas máximas de **60 °C**. Os fabricantes de telhas fotovoltaicas têm medido temperaturas que vão até **70 °C** no telhado. Por este motivo são usados os “cabos solares” nas aplicações exteriores. As características principais destes cabos são a resistência aos ultra-violetas e ao clima, sendo apropriados para um largo espectro de temperaturas (entre **-55 °C** e **125 °C**). Nas instalações integradas nos telhados poderá ser utilizada a versão standard.

A caixa de junção do módulo permite que sejam fixados cabos com uma secção transversal de **1,5 mm²** até **6,0 mm²**.

A tabela a seguir apresenta uma lista de alguns tipos de cabos de fileira de vários fabricantes e as respectivas características.

Tabela 3.8 - Propriedades dos cabos solares

1. Estabilidade mecânica	Compressão, tensão, torção e dureza
2. Resistência climatérica	Resistência aos raios UV e ao ozono num traçado exterior desprotegido, comportamento térmico (temperaturas: 70 °C no telhado, 55 °C no sótão)
3. Protecção contra contactos directos e indirectos	Linha individual com duplo isolamento

Os cabos são fornecidos frequentemente nas cores vermelha, azul e preta, por forma a permitir uma maior compreensão do desenho da instalação.

Sistemas de ligação

A ligação dos cabos de fileira e outras ligações eléctricas DC, devem ser levadas a cabo com extremo cuidado. A fraca qualidade dos contactos eléctricos podem levar ao aparecimento de arcos e, conseqüentemente, ao aumento do risco de incêndio. Normalmente são usados quatro sistemas de ligação.

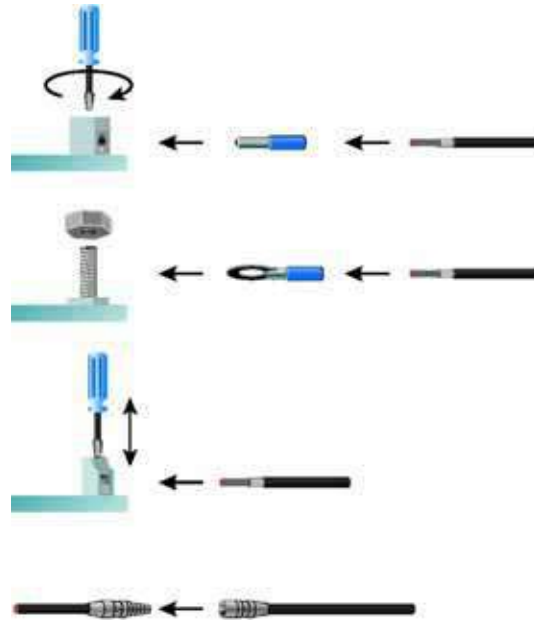


Figura 3.98

1) Ligadores de aperto por parafuso

Para se ligar cabos flexíveis de fios entrançados aos ligadores de parafuso, são usadas terminações metálicas com mangas de protecção.

2) Terminais de orelha

A ligação dos terminais de poste é efectuada com terminal com orelha, que estão presas entre a porca e o parafuso.

3) Ligadores de acoplamento por mola

Nas caixas de junção que usam ligadores de mola, os cabos podem ser presos em segurança sem serem necessárias terminações metálicas.

4) Fichas de engate

Por forma a simplificar a instalação, é cada vez mais comum a oferta de módulos fotovoltaicos e cabos com fichas isoladas. O sistema de ligação ilustrado na figura 3.100, permite inserir e retirar as fichas dos cabos usando as ferramentas de um electricista.



Figura 3.99 - Cabo de módulo com fichas de engate

Fotografia: MultiContact



Figura 3.100 - Detalhe da ficha

Fotografia: Tyco

3.4.2 Cabo principal DC

Os tipos de cabo acima mencionados, podem também ser utilizados para o cabo principal DC. Este cabo estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada no exterior, estes cabos devem ser entubados, uma vez que não são resistentes aos raios ultra-violetas. Sempre que houver possibilidade de opção, os cabos de policloreto de vinilo (**PVC**) não deverão ser usados no exterior. O material halogeneizado **PVC** é frequentemente utilizado nas instalações eléctricas. Tendo em consideração os impactos no ambiente, deverão ser escolhidos produtos isentos de halogéneo.

Por razões associadas à protecção contra falhas de terra e curto-circuitos, recomenda-se o uso de cabos monocondutores isolados para as linhas positiva e negativa. Se forem usados cabos multicondutores, o condutor de protecção verde/amarelo não deverá estar sujeito a qualquer tensão. Para as instalações fotovoltaicas expostas ao risco de incidência de relâmpagos, deverão ser usados cabos blindados (ver capítulo 5 “Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra”). Os cabos devem ser encaminhados de modo a que a sua integridade mecânica nunca seja posta em causa (ex. pela acção de roedores). Deverá ser sempre possível isolar os condutores da tensão da linha principal DC. Normalmente, o interruptor principal DC e os pontos de isolamento da caixa de junção do gerador asseguram esta função.

3.4.3 Cabo de ligação AC

O cabo de ligação de corrente alternada liga o inversor à rede receptora, através do equipamento de protecção. No caso dos inversores trifásicos, a ligação à rede de baixa tensão é efectuada com um cabo de cinco pólos. Para os inversores monofásicos é usado um cabo de três pólos.

3.5 *Material da instalação*

Os cabos devem ser colocados através de materiais de fixação apropriados. Os vários materiais da instalação, tais como as braçadeiras dos cabos, devem também ser resistentes aos agentes atmosféricos.

As opções mais simples para fixar os cabos são, sem dúvida alguma, as braçadeiras. Os tubos flexíveis de protecção, as calhas e os clips, também poderão ser usados como sistemas alternativos de fixação.

3.6 *Interruptor principal DC*

Na eventualidade da ocorrência de falhas, ou para a condução de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para este fim utiliza-se o interruptor principal DC. De acordo com a norma **IEC 60364-7-712**, “Instalações eléctricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais – sistemas solares fotovoltaicos”, é estipulada a necessidade da instalação de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor.



Figura 3.101 - Interruptor principal DC

O interruptor principal DC deve ter suficiente poder de corte para permitir a abertura do circuito DC em boas condições de segurança. Deve estar também dimensionado para a tensão máxima em circuito aberto do gerador solar (à temperatura de **-10°C**), bem como para a corrente máxima do gerador (corrente de curto-circuito em condições **CTS**). O comutador principal DC é alojado com frequência na caixa de junção do gerador. Por razões de segurança, é preferível instalá-lo directamente antes do inversor. As fichas (por exemplo, nos inversores de fileira) podem funcionar como isoladores, desde que não estejam sujeitos a cargas. Sendo a irradiância suficiente, o gerador fotovoltaico fornece energia e, por esse motivo, os seus terminais estão sob carga. Ao separar uma tomada em carga, a corrente directa pode provocar o aparecimento de um arco eléctrico, o que constitui sério risco em termos de segurança.

Fabricantes de interruptores DC: ABB, AEG, Klöckner Moeller, Merlin, Santon, Siemens, Winkhaus

3.7 Equipamento de protecção AC e aparelhos de medida

Disjuntores

Os disjuntores são aparelhos de protecção contra sobreintensidades, que podem voltar a ser rearmados depois de dispararem. Isolam automaticamente o sistema fotovoltaico da rede eléctrica, caso ocorra uma sobrecarga ou um curto-circuito. Estes dispositivos automáticos são frequentemente usados como interruptores AC.

Disjuntores diferenciais

Os disjuntores diferenciais são aparelhos de protecção sensíveis à corrente residual-diferencial. Estes dispositivos “observam” a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito eléctrico. Caso a diferença entre ambas correntes ultrapasse os **30 mA**, estes actuam isolando o circuito em menos de **0,2** segundos. Este dispositivo disparará se ocorrer uma falha de isolamento, um contacto directo ou indirecto.

MSD (DIN VDE 0126 – em alemão, ENS)

O sistema **MSD** consiste em dois dispositivos independentes de monitorização da rede AC, cada um deles com um aparelho de corte automático alocado, estando estes dois interruptores ligados em série entre si.

Aparelhos de medida

Antes do aparecimento do programa Alemão **EEG** (Erneuerbare Energien Gesetz - Lei das Energias Renováveis), na maior parte dos sistemas fotovoltaicos instalados na Alemanha, a energia era injectada na instalação colectiva de serviço eléctrico dos edifícios. Apenas o excesso de electricidade era injectada na rede eléctrica pública. Nessa altura, para além dos contadores da energia entregue e pedida á rede, era frequentemente instalado um terceiro contador da energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Esta prática é actualmente seguida em Portugal. Com o aumento do tarifário atribuído pela lei **EEG**, a cada unidade de energia produzida e entregue na rede pelo sistema fotovoltaico (actualmente de 0,50 EUR/kWh), toda a energia fotovoltaica produzida passou a ser entregue na rede eléctrica pública.

3.8 Acumuladores

O armazenamento de energia é um tema central no aproveitamento da energia solar nos sistemas autónomos, dado que a produção e o consumo de energia não coincidem, quer ao longo do dia quer ao longo do ano. A energia solar produzida durante o dia não é, normalmente, utilizada antes no início da noite, sendo por este motivo necessário armazená-la. Os períodos de dias sucessivos sem sol também devem ser tidos em conta.

Antes de mais, deveremos discutir as propriedades básicas dos acumuladores (baterias recarregáveis), por forma a apoiar a nossa decisão para diferentes aplicações. Os detalhes relacionados como o cálculo da capacidade dos acumuladores são fornecidos no capítulo 6.

Nas instalações de energia solar, os acumuladores ou baterias de ácido de chumbo, são os elementos mais comuns para os armazenamentos de curta duração. Estas baterias têm a melhor relação preço-eficiência, e podem assegurar elevadas e reduzidas correntes de carga com uma boa eficiência. Nos sistemas fotovoltaicos, a capacidade de armazenamento situa-se geralmente entre **0,1 e 100 kWh**, embora já tenham sido implementados alguns sistemas na gama dos **MWh**. Outros tipos de baterias actualmente comercializados, são as baterias de níquel-cádmio, de hidreto metálico de níquel e de íões de lítio. Estas últimas baterias são apenas usadas em pequenos equipamentos (rádios, relógios, lanternas, computadores portáteis), não sendo aplicadas nas instalações da dimensão dos sistemas fotovoltaicos.

3.8.1 Constituição e funcionamento das baterias de ácido de chumbo



Figura 3.102 - Acumuladores solares
Marca "Sonnenschein", da Deutsche Exide Standby GmbH

As baterias de ácido de chumbo compreendem várias células individuais, cada uma delas com uma tensão nominal de **2 V**. Quando são montadas em bloco, as células são dispostas dentro de um invólucro comum, sendo internamente ligadas em série (por ex. 6 células para um bloco de 12 V). Nos grandes sistemas de acumulação, as baterias são construídas geralmente como células individuais, devido ao seu peso. Quando são instaladas, são ligadas entre si em série ou em paralelo, criando diferentes níveis de tensão e capacidades.

Uma bateria consiste basicamente num recipiente que contém duas placas de diferente polaridade (positiva e negativa), isoladas por separadores e imersas num electrólito de ácido sulfúrico diluído (H_2SO_4). As placas actuam como eléctrodos e consistem fundamentalmente em grelhas de chumbo que têm a função de reter a matéria activa e conduzir a corrente eléctrica. A matéria activa porosa é, na realidade, quem armazena a energia. A sua estrutura esponjosa fornece suficiente área superficial para a reacção electroquímica. Com a bateria carregada, a massa activa no eléctrodo negativo é feita de chumbo (**Pb**), e no eléctrodo positivo de dióxido de chumbo (**PbO₂**).

Com o estabelecimento do circuito eléctrico, os electrões irão fluir do pólo negativo para o positivo, provocando uma reacção química entre as placas e o ácido sulfúrico. Isto provoca a formação do sulfato de chumbo ($PbSO_4$) nas superfícies das placas, à medida que o sulfato do ácido se liga à matéria activa. O electrólito é assim consumido quando a bateria se descarrega. Isto reduz a concentração do ácido tornando o electrólito mais aquoso. Esta mudança pode ser medida com um densímetro, que permite verificar o estado de carga da bateria.

Quando o gerador fotovoltaico recarrega a bateria, com uma tensão superior à tensão dos terminais da bateria, os electrões circulam na direcção contrária (do pólo positivo para o pólo negativo). Verifica-se então a inversão do processo químico que ocorreu durante a descarga. O processo não é completamente reversível. Pequenas quantidades de sulfato de chumbo não se voltam a dissolver (sulfatação). Em resultado do processo de carga/descarga, a capacidade da bateria diminui. Esta perda de capacidade é maior quanto maior foi a profundidade da descarga. Se for utilizada apenas uma parte

da capacidade da bateria, então a diminuição é relativamente pequena, pelo que a vida da bateria, isto é, o seu número de ciclos, aumenta consideravelmente para operações caracterizadas por fracas descargas. A figura 3.103 mostra a relação entre a profundidade da descarga e o número de ciclos.

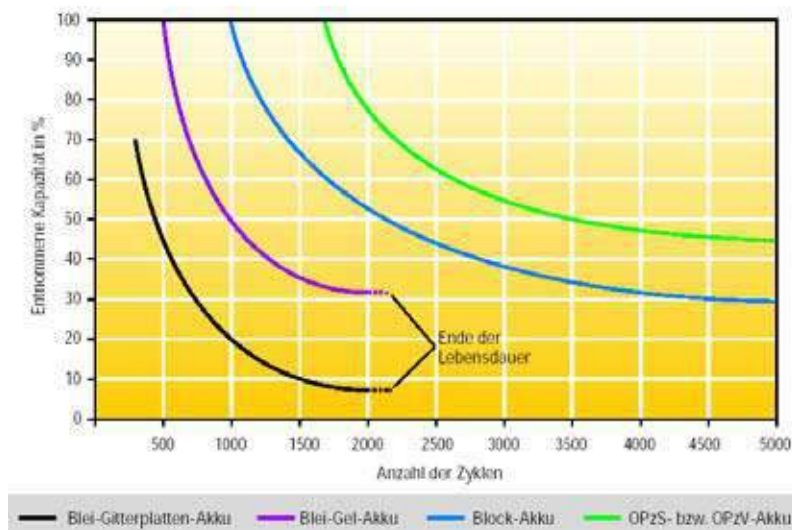


Figura 3.103 - Ciclo de vida útil dos acumuladores de ácido de chumbo O número de ciclos depende do tipo de bateria e da profundidade de descarga

A vida útil de uma bateria vem definida para o ponto a partir do qual, completamente carregada, a bateria tem apenas **80 %** da sua capacidade nominal. Depois deste ponto, a bateria pode continuar a ser usada, mas a sua capacidade reduz-se continuamente e o risco de uma súbita falha aumenta consideravelmente, particularmente em resultado de um curto-circuito (ver 3.8.3 “Efeitos do Envelhecimento”).

Fabricantes de baterias de ácido de chumbo para sistemas fotovoltaicos: Akku Gesellschaft, BAE, Bären, Bayern Batterie, Deutsche Exide, Hawker, Hoppecke, Mastervolt, Moll, Swissolar, Varta.

WWW.PORTAL-ENERGIA.COM

3.8.2 Tipologia e características das baterias de ácido de chumbo

As baterias de ácido de chumbo podem ser divididas em diferentes tipos, de acordo com a tecnologia da placa e o tipo de electrólito que utilizam. Nas instalações solares são normalmente utilizadas baterias húmidas de electrólito fluido (conhecidas por baterias solares), baterias de gel, baterias estacionárias de placa tubular e baterias de bloco.

Baterias Húmidas

A bateria mais comum nas instalações fotovoltaicas é a simples bateria de ácido de chumbo composta pelas placas e pelo fluido electrólito. Devido ao seu extenso uso como bateria de arranque nos automóveis, é fabricada em largas quantidades. Ambos os eléctrodos, positivo e negativo, constituem as placas da bateria. Dado que a matéria activa pode ser simplesmente espalhada na estrutura da grelha, as placas podem ser produzidas a um baixo custo.

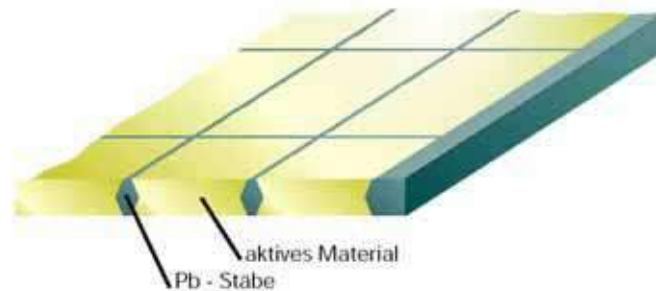


Figura 3.104 - Secção da placa

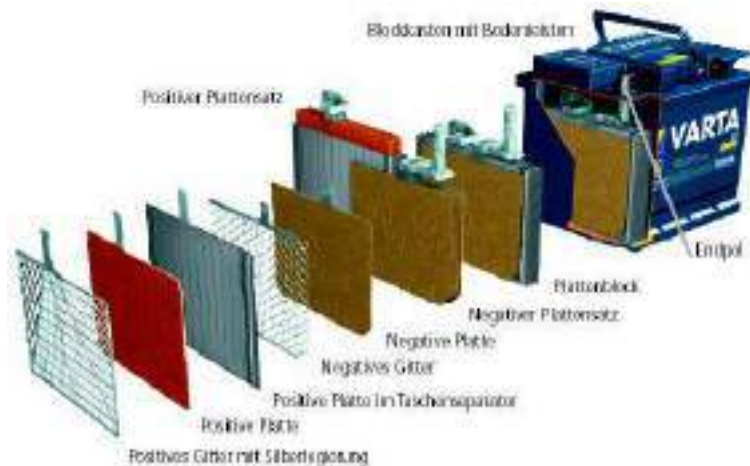


Figura 3.105 - Vista expandida de uma bateria aquosa de ácido de chumbo (bateria de arranque)
Imagem: Varta

Neste ponto iremos abordar a questão do uso da bateria de um carro como um acumulador solar. A bateria de arranque de um carro é construída com um grande número de placas, relativamente delgadas, do que resulta uma extensa superfície activa. Neste caso poderá ser produzida uma forte corrente inicial durante um curto período de tempo. Esta corrente flui apenas por uns segundos, pelo que a capacidade da bateria apenas diminui ligeiramente. Para favorecer os desempenhos da bateria num curto período de tempo (placas delgadas), reduz-se o tempo de vida útil. Por este motivo, a aplicação de uma bateria de arranque num sistema solar sujeita a uma profundidade de descarga de **50 %**, tornar-se-ia rapidamente inutilizável, após alguns dias. A sua capacidade ficaria reduzida a uma pequena fracção da sua capacidade inicial. Apenas seria possível um maior tempo de vida útil, se fosse utilizado um especial controlador de carga, que limitasse o nível de descarga da bateria a **10 %** da sua capacidade nominal. Contudo, isto implicaria uma maior capacidade da bateria.

Em contraste com as baterias dos carros, os acumuladores solares são constituídos por placas espessas por forma a aumentar o seu ciclo de vida útil, e as grelhas de chumbo são endurecidas com um aditivo de antimónio. Para além disso, o electrólito possui um conteúdo ácido ligeiramente inferior para reduzir a corrosão e, por este motivo, aumentar a vida útil da bateria. A capacidade de uma bateria depende tanto da intensidade da corrente de descarga como da temperatura. Quando a temperatura baixa a sua capacidade torna-se menor, verificando-se o inverso para temperaturas superiores. Por exemplo, se a temperatura descer de **20 °C** para **0 °C**, a capacidade disponível diminui aproximadamente **25 %**.

A curva característica da bateria húmida da figura 3.103, ilustra o ciclo de vida útil de uma típica bateria solar (da marca Varta). Para profundidades de descarga de **70 %** (o que significa que 70% da sua capacidade é descarregada regularmente), atinge um ciclo de vida de apenas **200** ciclos. Para **50 %**, aumenta significativamente para um número alguns acima de **400** ciclos e, para **20 %**, atinge **1.000** ciclos.

Este tipo de bateria é especialmente apropriada para aplicações pontuais, por exemplo para caravanas de campismo, barcos e casas de ocupação temporária (fim de semana ou férias). Assumindo que a bateria está correctamente dimensionada, a probabilidade de uma descarga de **50 %** será reduzida, pelo

que a vida da bateria será significativamente elevada. Para que a profundidade da descarga não seja superior a **50 %**, será necessário o uso de um controlador de carga, que faça o deslastre das cargas por forma a proteger a bateria.

Baterias de gel (Baterias VRLA)

A bateria de gel de chumbo constitui uma versão melhorada da normal bateria de ácido de chumbo. Neste caso, o ácido sulfúrico é imobilizado pelo recurso a aditivos, passando a ter a consistência de um gel. As suas principais vantagens são:

1. Não tem problemas de estratificação e é caracterizada por uma reduzida sulfatação do ácido;
2. Possui um maior ciclo de vida útil;
3. Não liberta gases, pelo que permite o seu uso mesmo para fracas condições de ventilação;
4. O invólucro é completamente selado, isento de derrames, o que permite a instalação da bateria em qualquer posição e localização (barcos, caravanas de campismo, etc.);
5. Não requer cuidados de manutenção, uma vez que não existe a necessidade de repor o nível do electrólito durante o seu tempo de vida.

As baterias de electrólito fluido são sistemas ventilados, em que as respectivas válvulas permitem a libertação dos gases e a adição de água, por forma a repor o nível do electrólito. Em contraste, as baterias de gel não requerem nenhuma ventilador, dado que em condições normais de funcionamento não existe a necessidade de adicionar água. Estas baterias são então seladas, vindo apenas equipadas com uma válvula de segurança, que permite a libertação dos gases que se foram acumulando, em resultado das sobrecargas da bateria. Por este motivo, as baterias de gel não requerem especiais cuidados de manutenção e são designadas por baterias de ácido de chumbo reguladas por válvulas (VRLA).

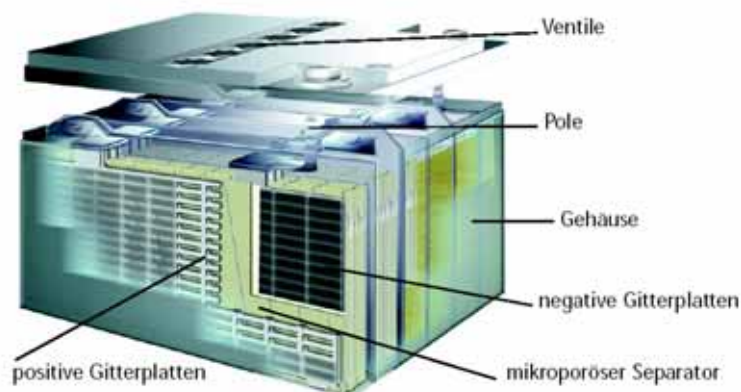


Figura 3.106 - Vista de uma bateria VRLA

Imagem: Deutsche Exide Standby GmbH

Deve-se chamar a atenção para o facto deste tipo de bateria precisar de um controlador de carga que seja adequado às suas características, dado que as baterias de gel são altamente sensíveis a sobrecargas. A tensão de corte da carga deve ser rigorosamente mantida para que não venha a ocorrer o fenómeno de gaseificação. Devido à selagem da bateria não é possível verificar o seu nível da carga através de um aparelho de medição da concentração do ácido (densidade do electrólito). O único modo de obter uma informação aproximada sobre o estado da carga, é através da tensão aos terminais da bateria.

A curva característica da bateria de gel da figura 3.103, mostra que para uma bateria **VRLA** (de marca "Sonnenschein") é possível obter um número de **1.000** ciclos de carga/descarga, para uma profundidade de descarga máxima de **50 %**. O número de ciclos é assim superior ao dobro daquele que se verifica para a bateria húmida de electrólito fluido, em condições equivalentes. O dimensionamento típico da bateria para uma profundidade de descarga máxima de **30 %**, implica um número de **2.000** ciclos para a bateria de gel, mas apenas de **700** ciclos para a bateria húmida. As baterias de gel têm um maior período de vida, mas são mais caras do que as baterias húmidas. O campo de aplicação para estas baterias vai, claramente, no sentido de uma utilização permanente, para vários anos de vida útil.

Baterias estacionárias com placas tubulares (tipo OPzS e OPzV)

Para operações permanentes, durante períodos que vão de quinze a vinte anos, e em grandes instalações fotovoltaicas autónomas, as baterias estacionárias são uma escolha acertada.

O peso, o volume, o custo da instalação (pode ser necessário construir uma plataforma que suporta o banco de baterias) e os preços comerciais, que podem ser duas a três vezes superiores aos restantes tipos de baterias, são as características principais desta solução.

As baterias de placas tubulares estão disponíveis como baterias húmidas do tipo **OPzS** (as siglas provêm do alemão “Ortsfeste Panzerplatte Spezial” ou “Placa Tubular Estacionária Especial”), que contêm electrólito fluido e separadores especiais, ou então como baterias seladas, com electrólito de gel e válvulas de segurança do tipo **OPzV** (as siglas provêm do alemão “Ortsfeste Panzerplatte Verschlossen” ou “Placa Tubular Estacionária Selada”). Este equipamento está standardizado nos sistemas de emergência, mas não está especificamente desenvolvido para a indústria solar. Estes produtos são fiáveis e possuem várias décadas de existência, pelo que são uma excelente escolha para aplicações solares autónomas.

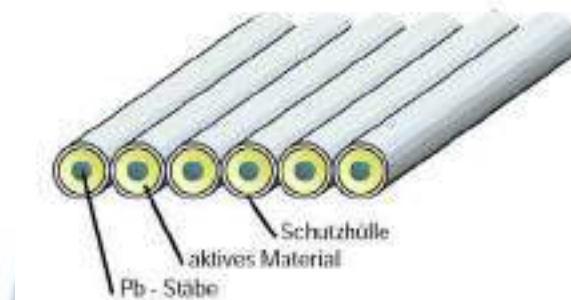


Figura 3.107 - Secção de uma placa tubular

Diferenciam-se das baterias solares e de arranque pelo desenho dos eléctrodos positivos, que são constituídos por placas tubulares. Nestas placas existem tubos permeáveis que rodeiam as varetas, através dos quais passa o electrólito. O tubo protector mantém mecanicamente a matéria activa no espaço interior e limita a sedimentação (queda de finas partículas da matéria activa no fundo da caixa da bateria). As placas tubulares são particularmente estáveis, incrementando os ciclos de vida da bateria. Pode ver-se na figura 3.103 que o ciclo de vida das baterias **OPzS** e **OPzV** (da marca “Sonnenschein”) é significativamente maior do que nos restantes tipos de baterias. Para uma profundidade de descarga até **50 %**, as baterias **OPzS** e **OPzV** têm um ciclo de vida útil de aproximadamente **3.500** ciclos, atingindo os **5.000** ciclos quando a profundidade de descarga não ultrapassa **45 %** da sua capacidade nominal. As baterias **OPzS** requerem cuidados de manutenção em cada **0,5 a 3,0** anos, enquanto que as baterias **OPzV** dispensam qualquer intervenção em termos de manutenção.

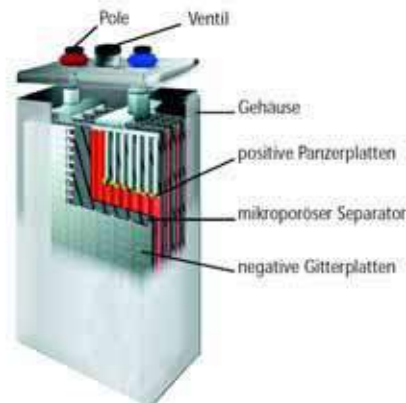


Figura 3.108 - Vista de uma bateria OPzV com placas tubulares positivas e placas negativas radiais

Imagem: Deutsche Exide Standby GmbH

Baterias de bloco com placas positivas planas

As baterias de bloco de electrólito fluido, estão classificadas entre as baterias estacionárias. Os eléctrodos positivos neste caso são placas planas, um compromisso entre as placas radiais (grelha) e as placas tubulares. As varetas não estão encaixadas individualmente, mas sim inseridas num elemento protector comum. Consegue-se assim simplificar o processo e reduzir os custos de fabrico em relação às placas tubulares, mantendo uma esperança de vida superior à das placas radiais. Os eléctrodos negativos da bateria de bloco são novamente placas radiais.

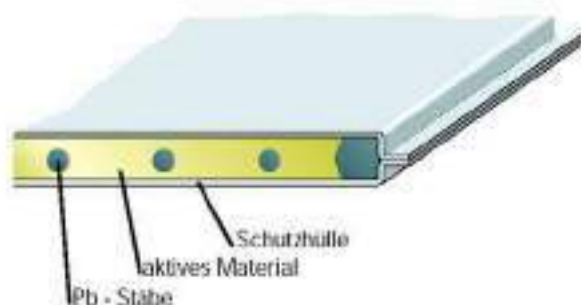


Figura 3.109 - Secção de uma placa plana Nome DIN: 'Bloco OGi' (Ortsfeste Gitterplatten – Placas estacionárias radiais)

As baterias de bloco caracterizam-se pela sua elevada fiabilidade e ciclo de vida. Conforme se pode verificar na figura 3.103, atingem números da ordem de **1.300** ciclos para **75 %** de profundidade de descarga e de **4.500** ciclos para **30 %** (Bloque Varta, gama "Vb"). Devido à larga reserva de ácido do recipiente, a manutenção apenas é necessária por períodos de três a cinco anos. Este tipo de bateria é frequentemente utilizada nos sistemas fotovoltaicos, dado que mesmo as pequenas intensidades de corrente podem ser aproveitadas para a recarga, conseguindo-se eficiências de carga na ordem de **95 a 98 %**.

3.8.3 Desempenho e características dos acumuladores de ácido de chumbo

Capacidade

A capacidade **C** de um acumulador, é a quantidade de electricidade que a bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada, em determinadas condições de descarga. A capacidade nominal é o produto da descarga constante I_n e do tempo de descarga t_n : $C_n = I_n \times t_n$

A geometria e o número de células ligadas em paralelo, determinam a capacidade nominal da bateria. Contudo, este valor não é constante, pois depende da temperatura, da tensão final da descarga e acima de tudo da corrente de descarga. Com uma reduzida corrente de descarga, o sulfato deposita-se lentamente nas placas. Esta lenta deposição permite uma maior penetração da matéria activa, da que ocorre para uma elevada descarga.

Com elevadas correntes de descarga, as moléculas de sulfato que se depositaram no início do processo bloqueiam a rápida penetração das restantes moléculas. Consequentemente, é possível descarregar uma maior quantidade de energia de uma bateria quando a descarga é feita lentamente, com reduzidas correntes, do que para uma descarga rápida, com elevadas correntes. Por este motivo, a capacidade nominal da bateria C_n tem de ser sempre especificada juntamente com a respectiva corrente de descarga ou, como é habitual, em função do tempo de descarga para o qual a capacidade nominal da bateria é expressa.

Se a energia total de uma bateria for descarregada em **10** horas, fluirá uma muito maior corrente do que aquela que se verifica para uma descarga total com uma duração de **100** horas. A figura 3.110 mostra um exemplo típico desta relação: para uma descarga de **100** horas, a bateria tem uma capacidade de $C_{100} = 100 \text{ Ah}$, podendo ser descarregada durante **100** horas com uma corrente de **1A**. Se a mesma bateria for descarregada por uma intensidade de corrente de **8 A**, a tensão final de descarga é atingida

ao fim de **10 h**, pelo que apenas pode fornecer **80 Ah**. Assim, a capacidade da bateria **C10** é de **80 Ah**. Normalmente o fabricante indica qual das capacidades é a nominal. Geralmente, para as baterias estacionárias é **C10**, para as baterias de arranque é **C20** e para as baterias solares é **C100**.

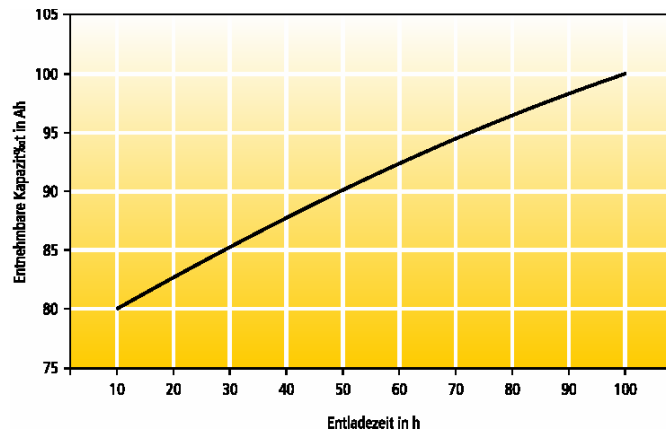


Figura 3.110 - Relação entre o tempo da descarga e o regime da descarga para as baterias de ácido de chumbo com placas radiais

Tensão

A tensão nominal de uma bateria de ácido de chumbo é de **2,0 V** por célula. Em geral estão disponíveis no mercado baterias de **12 V** com seis células em série e baterias de **24 V** com doze células em série. As baterias **OPzS** e **OPzV** são normalmente consideradas como baterias mono-celulares. Em funcionamento, a tensão nos terminais das baterias flutua de acordo com o seu estado operacional. Para proteger a bateria, são pré-determinados dois valores limite, que devem ser mantidos de forma rigorosa. Durante a carga, a tensão máxima de carga marca o limite superior. Na descarga, a tensão mínima de descarga marca o limite inferior que é tolerado. Outro parâmetro a ter em conta é a tensão de gaseificação, a partir da qual a bateria começa a gaseificar de forma significativa durante o processo de carga. De seguida é explicado com maior detalhe a variação da tensão durante os processos de carga e de descarga.

A tensão em circuito aberto de uma bateria ou a tensão que se verifica na inexistência de uma carga é denominada a tensão de equilíbrio, não podendo ser medida imediatamente após a carga ou descarga, uma vez que é necessário estabelecer em primeiro lugar o equilíbrio termodinâmico. A tensão de equilíbrio depende da concentração do electrólito. Dependendo do estado da carga e do tipo de bateria, flutua algures entre **1,96 V** e **2,12V** para cada uma das células (ver tabela 3.10). Na prática está algures entre **12,00 V** e **12,70 V** para uma bateria com uma tensão nominal de **12 V**.

Carga e descarga

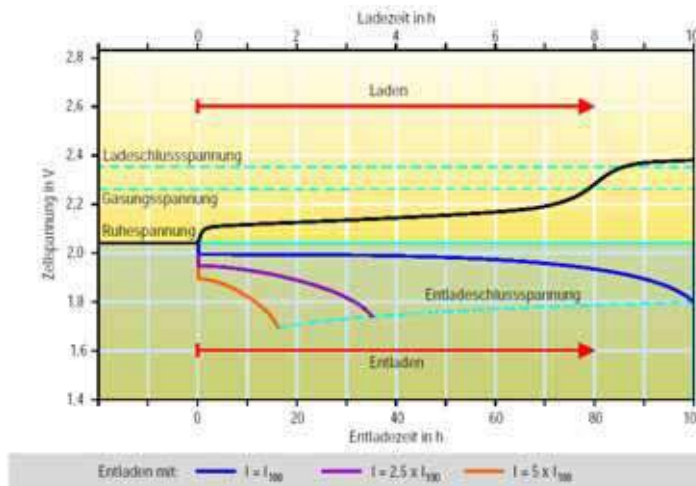


Figura 3.111 - Variação da tensão ao longo do tempo durante a carga (em cima) e descarga (em baixo) para uma corrente constante de 100 Ah (C100)

Durante o processo de carga a tensão na bateria cresce gradualmente. Depois de um certo ponto, atinge-se um valor de tensão onde se começa a dar início à formação de gás (a água divide-se em hidrogénio e oxigénio). A mistura gasosa oxigénio-hidrogénio libertada é altamente explosiva. Perto da tensão de gaseificação, o fabricante define o valor máximo da tensão de carga para cada bateria, onde se deve interromper o processo de carga. Esta função é desempenhada pelo regulador de carga, por forma a que a bateria não sofra qualquer dano pela falta de fluido ou por uma excessiva concentração de ácido, reduzindo desta forma o risco da concentração da mistura gasosa oxigénio-hidrogénio. Uma vez que a tensão máxima de carga depende da temperatura, o controlador de carga necessita também de medir e incorporar o nível de temperatura das baterias no seu algoritmo de carga.

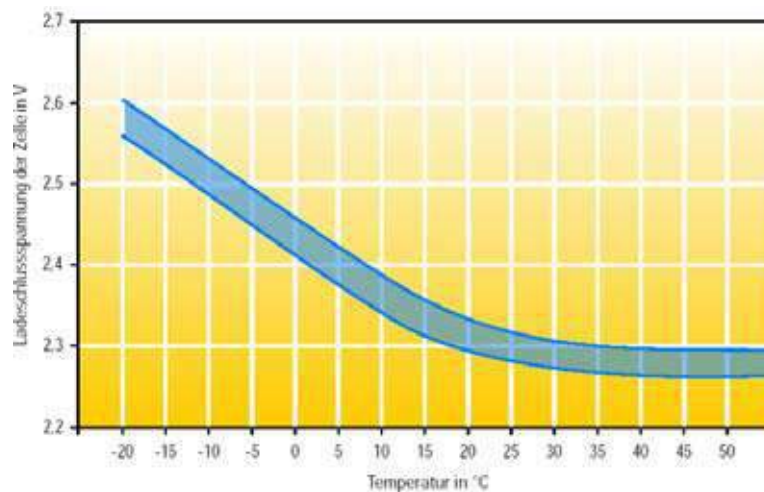


Figura 3.112 - Dependência térmica da tensão máxima de carga para uma bateria de ácido de chumbo com placas radiais

Conforme é apresentado na figura 3.112, a tensão máxima de carga de uma bateria a **20 °C** situa-se entre **2,3 V** e **2,35 V** por célula. Este valor diminui para maiores temperaturas (+ 40 °C → 2,25 V a 2,3 V) e aumenta para menores temperaturas (0 °C → 2,4 V a 2,45 V). O estado de envelhecimento da bateria também influi neste valor. Normalmente é atingido mais rapidamente nas baterias velhas do que nas baterias novas. Os controladores de carga inteligentes são desenvolvidos tendo em atenção estes factores.

Apesar da formação de gás e da perda de fluido, é desejável alguma gaseificação ocasional do electrólito, uma vez que as bolhas ascendentes de gás provocam a diluição do ácido. Este processo permite aumentar o tempo de serviço e o desempenho da bateria. Contudo, a gaseificação aumenta o fenómeno de corrosão e reduz a eficiência da bateria. Para além disso, implica certas exigências em termos de manutenção (a água perdida deve ser repostada) e da instalação em espaços fechados.

À medida que a bateria fica descarregada a tensão à saída modifica-se. Depois de uma brusca redução inicial, devido às perdas óhmicas, decresce continuamente, diminuindo com maior intensidade no fim do processo de descarga, até ser atingida a tensão mínima de descarga. Se a bateria continuar a ser descarregada, e a tensão decair abaixo da tensão mínima de descarga, a concentração de ácido sofrerá uma forte redução, dando lugar a um processo de sulfatação. Por este motivo deverão ser evitadas, em qualquer circunstância, profundas descargas. Conforme pode ser visto na figura 3.111, o nível da corrente de descarga determina a variação da tensão ao longo do tempo, assim como o valor mínimo da tensão de descarga. Para uma elevada corrente de descarga, por exemplo nas descargas rápidas, a tensão final de descarga cai, mas no geral é descarregada menos energia.

Estado da carga (SOC)

A fracção disponível da capacidade nominal da bateria é denominada por estado de carga da bateria. Especialmente nos fornecimentos energéticos autónomos, é importante conhecer a quantidade de energia que fica armazenada no “tanque”. Efectuar esta medição de forma exacta nos sistemas

fotovoltaicos torna-se extremamente difícil, devido à operação cíclica irregular de carga e descarga das baterias. O estado de carga consegue ser determinado através de dois métodos relativamente simples.

Para baterias húmidas (com válvulas de ventilação), a densidade relativa do ácido pode ser medida usando um densímetro ou um sensor especial. Neste caso deve estar garantido que a solução electrolítica está bem misturada. Uma vez que a densidade é, de grosso modo, proporcional à concentração do ácido sulfúrico, esta indica o estado de carga. Os valores limite dependem do tipo de bateria. Os valores típicos encontram-se listados na tabela 3.10.

Tabela 3.9 - Determinação do estado de carga da bateria medindo a tensão da célula ou a densidade do ácido

Fonte: Varta Batterie AG (editor): 'Bleiakkumulatoren', Dusseldorf 1986

Densidade ρ em g/cm ³	Tensão de equilíbrio U_0 em V	Estado da carga
1,10	1,96	0 %
1,13	1,99	20 %
1,16	2,01	40 %
1,20	2,05	60 %
1,24	2,08	80 %
1,28	2,12	100 %

Com baterias de gel seladas (com o electrólito imobilizado), a densidade não pode ser medida. Neste caso o estado de carga só poderá ser determinado através da medição da tensão. No entanto, para estimar o estado de carga de acordo com a tabela 3.10, a tensão da célula tem de ser aumentada até atingir a tensão de equilíbrio. Por este motivo a bateria deverá estar em circuito aberto, pelo menos quatro horas antes da medição. Mesmo assim este método não fornece resultados exactos, uma vez que a estratificação do ácido e a condição de envelhecimento, têm implicações directas na tensão da bateria. Nos maiores sistemas autónomos recomenda-se a instalação permanente de um voltímetro de precisão para medir a tensão da bateria, bem como adicionais amperímetros que controlam regularmente a corrente de carga e de descarga.

Mesmo que a bateria não seja descarregada, ocorrem constantemente reacções químicas nos eléctrodos, que vão descarregando lentamente a bateria. Esta auto-descarga, no caso dos acumuladores solares, não deverá ultrapassar **3 %** por mês.

O factor de carga, a eficiência da carga e a eficiência global

O factor de carga designa o rácio entre a carga (a corrente fornecida em Ah) e a capacidade de descarga da bateria. O factor de carga ideal seria **1**. Contudo, devido às perdas de conversão, na prática encontra-se algures entre **1,02** e **1,20**, dependendo do nível de descarga e da bateria. O inverso do factor de carga constitui a eficiência da carga, que deverá estar situada entre **83** e **98 %**. A eficiência global também toma em consideração as perdas de armazenamento, pelo que é calculada a partir do rácio entre a energia fornecida pela bateria (em Wh) e a energia que é armazenada. Para uma bateria nova, deverá estar situado entre **70** e **85 %**, dependendo do método de carga.

3.8.4 Efeitos do envelhecimento

O maior inconveniente dos acumuladores de ácido de chumbo é o seu curto período de vida útil. Para **100** a **800** ciclos completos, funcionam entre **3** a **8** anos. As baterias estacionárias atingem um maior período de vida útil, que vai de **10** a **15** anos. Os motivos para tal resultam dos vários processos reversíveis ou irreversíveis de envelhecimento, alguns dos quais se influenciam e se intensificam mutuamente:

- *Estratificação do ácido (reversível):* dado que a maior concentração de ácido cai para o fundo, prevalece uma maior densidade na parte inferior da célula. Isto conduz ao aparecimento de diferença de potencial (ver tabela 3.10) e assim a uma descarga na parte inferior. Uma ocasional carga de equalização (gaseificação), durante os intervalos de manutenção, ajuda a diluir o ácido do electrólito.

- *Sulfatação (irreversível)*: Se a bateria não for suficientemente recarregada depois da descarga, os cristais de sulfato intensificam-se e já não podem ser convertidos de novo em chumbo ou em óxido de chumbo. Como resultado, no decorrer do período de operação, a massa activa diminui e a capacidade de descarga reduz-se. A parte inferior da célula é afectada de um modo particularmente negativo pela sulfatação, uma vez que nesta zona raramente se dá uma carga total.
- *Corrosão (irreversível)*: a corrosão no terminal positivo da grelha de chumbo é provocada pelo elevado potencial positivo. Isto leva ao aumento da resistividade eléctrica da grelha e ocorre com maior intensidade quando a tensão da célula supera **2,4 V** ou abaixo de **2,0 V**. A extensa área de corrosão, que vai desde o condutor positivo até aos eléctrodos, pode ocasionar um curto-circuito.
- *Sedimentação (irreversível)*: a variação do volume durante os processos de carga e de descarga, provoca o desprendimento da matéria activa. Com a formação de gás no electrólito, este fica solto e acaba caindo no fundo do recipiente da bateria, constituindo um foco de sedimentação. Se o espaço entre as placas e o fundo da bateria for demasiado pequeno, poderá então ocorrer um curto-circuito entre as placas.
- *Secagem (irreversível)*: se ocorrer a gaseificação do electrólito durante a carga da bateria e a água perdida não for restabelecida (água destilada) em tempo devido, a bateria ficará seca e não voltará mais a funcionar.

3.8.5 Critérios de selecção

A selecção do acumulador depende de muitos factores, sendo influenciada pelos critérios em termos de gestão do sistema e pelas condições climáticas. As especiais exigências definidas para o acumulador durante a sua operação, podem ser classificadas de um modo lato de acordo com o tempo de funcionamento por ano, o tipo de cargas (cargas fortes ou fracas) e o número de ciclos por semana. No entanto, ainda assim é difícil generalizar sobre qual é a melhor bateria para um determinado tipo de aplicação, uma vez que as principais questões, como são o custo, a instalação, a manutenção e a fiabilidade, são factores decisivos para a escolha.

Os acumuladores utilizados nos sistemas fotovoltaicos autónomos deverão ter as seguintes características:

- Boa relação desempenho/preço;
- Reduzidas exigências em termos de manutenção;
- Longo período de vida útil;
- Reduzida auto-descarga e elevada eficiência energética;
- Possibilidade de carga para pequenas intensidades de corrente;
- Elevada capacidade de armazenamento e densidade de potência (requisitos de volume e de peso);
- Resistência mecânica à vibração (para o transporte);
- Protecção contra a ocorrência de riscos para o meio ambiente e para a saúde, reciclável.

Não existe um sistema de armazenamento que preencha todos os requisitos indicados na mesma extensão. Será necessário deliberar quais são as propriedades mais importantes, tendo em atenção a respectiva aplicação.

Para sistemas usados pontualmente (casas de férias, de fim de semana, etc..), uma simples bateria solar de electrólito fluido deverá satisfazer as necessidades de armazenamento do sistema fotovoltaico. Constitui uma escolha de baixo custo, com reduzidos requisitos de manutenção (basta ocasionalmente verificar o nível do electrólito e fazer o enchimento do recipiente com água destilada), podendo resultar num longo período de vida útil se a bateria for dimensionada de forma "generosa". Se for possível manter a bateria num local protegido, estarão também garantidas as condições de segurança contra danos externos e contra o derrame de ácido.

A simples bateria de gel (**VRLA**) constitui uma solução ainda melhor, dado que é mais segura, não requer cuidados de manutenção, possui um maior tempo de vida útil e tem um custo reduzido.

Esta bateria tem demonstrado as suas capacidades nas aplicações de comunicações móveis, dado que não existe derrame de ácido, mesmo na ocorrência de danos em trânsito (o ácido está confinado pelo gel). Uma vez que não ocorre a gaseificação, os requisitos para a acomodação da bateria são menos exigentes. No entanto, as baterias **VRLA** são muito sensíveis às sobrecargas.

No caso dos sistemas que são permanentemente utilizados ao longo do ano, o período de vida útil das baterias solares normais e de gel não é geralmente suficiente. Precisam de ser substituídas com alguma regularidade. Neste caso, recomenda-se o uso de baterias estacionárias de bloco, do tipo **OPzS** ou **OPzV**. O desenho das **OPzV** com o electrólito imobilizado (gel), é preferível se não for possível a acomodação das baterias num local bem ventilado e se não for viável manter uma manutenção periódica.

Ao adquirir as baterias, deve-se garantir que as especificações a seguir indicadas sobre a bateria são fornecidas pelo fabricante:

1. Capacidade da bateria em função dos respectivos tempos de descarga. Uma vez que os fabricantes indicam as capacidades nominais para diferentes tempos de descarga, deverão estar pelo menos especificados os valores **C10** e **C100** para, respectivamente, tempos de descarga de **10 e 100** horas, de modo a se poder estabelecer comparações entre vários produtos;
2. Densidade específica nominal do ácido, volume do ácido ou peso;
3. Ciclo de vida útil ou tempo de vida útil em anos, em função da profundidade de descarga, ilustrados a partir de um gráfico ou de uma tabela (semelhante ao da figura 3.103). Com a ajuda desta informação, será possível determinar qual o produto com a melhor relação custo-eficiência. Os produtos mais baratos estão limitados a **400** ciclos para profundidades de descarga de **30 %**, enquanto que produtos **50 %** mais caros permitem o dobro do número de ciclos. O ciclo de vida útil da bateria está relacionado com o número total de ciclos completos que a bateria perfaz durante a sua vida útil. Um ciclo completo compreende a descarga da capacidade normal e a subsequente completa recarga. O número de ciclos para descargas parciais (por exemplo, 30%), pode ser convertido em ciclos completos, multiplicando este número pela profundidade da descarga (ex: 400 ciclos parciais x 30% de descarga = 120 ciclos completos). Os produtos para os quais não estão especificados os ciclos de vida útil, devem levantar suspeitas.

Em geral, devem ser sempre preferidos os recipientes transparentes, uma vez que permitem o controlo visual do nível do electrólito, da sedimentação, da corrosão dos terminais e da possível formação de gelo. As baterias seladas não são disponibilizadas em recipientes transparentes.



Figura 3.113 - Sistema de acumulação de Mindelheimer Hütte (nos Alpes). O nível do electrólito é facilmente verificado pelas marcas na caixa transparente da bateria

Fotografia: Fischer Energy Systems

3.8.6 Manutenção e informação de segurança

No interesse de se conseguir um longo período de serviço e uma elevada fiabilidade no fornecimento de energia, o banco de acumuladores deverá ser alvo de manutenções semestrais. Este trabalho de manutenção compreende o seguinte:

- manter limpos os topos das baterias para evitar possíveis curto-circuitos resultantes da acumulação de pó húmido e de sujidade;
- conferir se os terminais dos cabos estão bem apertados;

- conferir o nível de electrólito. Se necessário abrir as cápsulas de ventilação e repor o nível máximo do electrólito com água destilada;
- medir as tensões do bloco e de cada célula, assim como a densidade do ácido das células (para a carga máxima, com uma corrente de descarga nula ou aproximadamente nula);
- promover uma carga total intensiva a 2,4V por célula, mantendo a gaseificação do electrólito por várias horas (carga de equalização), por forma a misturar a solução electrolítica (com excepção das baterias de gel).

Deve também ser conduzido um exame visual. Os resultados das regulares manutenções permitem determinar com facilidade o envelhecimento da bateria e detectar as falhas de células individuais. A documentação dos trabalhos de manutenção constitui também uma importante fonte de informação.

Ao instalar e operar baterias estacionárias, deverão ser seguidas as medidas de segurança estabelecidas. As baterias representam a maior fonte de perigo nos sistemas autónomos. As medidas de segurança são necessárias, quer no que respeita à segurança eléctrica e ao manuseamento do corrosivo ácido sulfúrico, quer pela concentração de gases explosivos (gás oxí-hidrogénico). O ácido sulfúrico é perigoso para os humanos e para o meio ambiente, podendo provocar queimaduras de elevado grau no contacto com a pele. Os órgãos respiratórios e os olhos deverão merecer uma especial atenção. As baterias de gel são significativamente menos críticas do ponto de vista da segurança. Nestas baterias a possibilidade de formação de gases é reduzida por um factor de **100** vezes, para além de que o invólucro que contém o ácido encontra-se totalmente selado.

Do ponto de vista eléctrico, é necessário intercalar um fusível geral entre a bateria e os restantes dispositivos (carga, controlador, gerador fotovoltaico). Esta prática deve ser respeitada mesmo para os sistemas mais pequenos com um ou dois módulos fotovoltaicos.

Existem alguns requisitos especiais para o local da instalação, particularmente no caso das baterias com electrólito fluido. Este local pode ser claramente identificado no exterior como sendo a “sala das baterias”. No interior deverá ser sinalizado por tabuletas de proibição de fumar e de perigo em caso da ocorrência de faíscas. A sala das baterias deverá ser suficientemente ventilada (**Sau02**).

3.8.7 Reciclagem

O chumbo constitui o elemento mais nefasto em termos ambientais, nas baterias de ácido de chumbo. Para minimizar o impacto destas substâncias no ambiente, as baterias gastas não deverão ser colocadas junto do lixo doméstico. As estações dedicadas ao tratamento e a valorização de baterias e de sucata de chumbo, assim como os próprios vendedores, devem aceitar as velhas baterias e assegurar a sua reciclagem. Na Europa Continental, as baterias de chumbo e os acumuladores são **95 %** recicláveis, sendo o chumbo recuperado de novo processado para o fabrico de novas baterias. Este ciclo permite minimizar os impactes no ambiente que estão associados com o uso de acumuladores de chumbo para o armazenamento de energia.

3.9 *Controladores de carga*

Nos sistemas autónomos, a tensão do sistema do gerador fotovoltaico deverá ser compatível com a tensão do barramento das baterias. As tensões normalmente mais comuns são de **12 V**, **24 V** ou **48 V**. A tensão de carga deve ser maior do que a tensão da bateria. Por exemplo, para uma bateria de **12 V**, poderá atingir **14,4 V**. Os módulos cristalinos standard de **36 a 40** células solares, proporcionam uma tensão nominal situada entre **15 V e 18 V**. A tensão nominal do gerador deverá ser superior à tensão de carga das baterias, de tal forma que a tensão **MPP**, para maiores temperaturas, seja suficientemente elevada para que possibilite a carga das baterias. Para além disso ocorrem perdas de tensão nos cabos e no díodo de bloqueio das fileiras, normalmente limitadas a cerca de **1 a 2 %**.

Para baixas temperaturas, a tensão **MPP** dos módulos é aproximadamente de **21 V** e a tensão de circuito aberto de **25 V**, o que pode levar a que o limite máximo da tensão de carga da bateria seja

superado. Por este motivo, o controlador de carga mede a tensão da bateria e protege-a contra a possibilidade de sobrecargas. Isto pode ser conseguido através de:

1. desligar o gerador fotovoltaico quando é ultrapassada a tensão máxima de carga, conforme acontece nos controladores série, ou
2. estabelecimento de um curto-circuito no gerador fotovoltaico através de um controlador "Shunt" ou
3. ajuste da tensão através de um controlador de carga MPP.

Para baixos níveis de irradiância, a tensão fotovoltaica é inferior à tensão da bateria, o que leva à descarga da bateria através do gerador. Para prevenir esta situação, são utilizados díodos de bloqueio do gerador, normalmente integrados com o controlador de carga.

O perfeito funcionamento dos acumuladores ao longo do seu período de vida útil, requer que os controladores de carga operem de uma forma flexível. A tensão máxima de carga e mínima de descarga, dependem do estado de carga do acumulador. Para além disso, devem ser tomadas em consideração as propriedades dos diferentes tipos de baterias (baterias húmidas e baterias de gel), a temperatura e a idade da bateria. Para monitorizar a temperatura da bateria, utiliza-se um sensor de temperatura, que está ligado ao controlador de carga. Os controladores de carga podem fazer a diferença, ao permitirem o aumento do ciclo de vida útil dos acumuladores.

As principais tarefas de um moderno controlador de carga são as seguintes:

1. Óptima carga do acumulador
2. Protecção contra sobrecargas
3. Prevenção de descargas indesejáveis
4. Protecção contra profundas descargas
5. Informação do estado da carga



Figura 3.114 - Controlador de carga para as instalações exteriores com indicador do estado da carga

Fotografia: Steca



Figura 3.115 - Controlador de carga com indicador LCD

Fotografia: Sunware

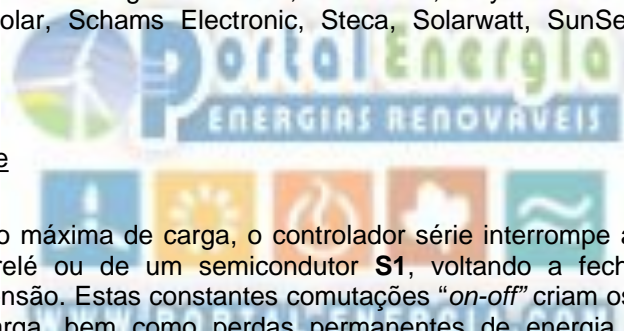


Figura 3.116 - Mini controlador de carga NANO
 Fotografia: Solarwatt

A figura 3.114 mostra um controlador de carga que responde de um modo flexível perante o sistema de geração fotovoltaica e de acumulação. O controlador de carga pode detectar o estado da carga do acumulador e ajustá-la em função da capacidade de carga, idade e temperatura do acumulador. Para além disso, a segurança do processo de carga da bateria é garantida pela controlo da corrente de carga através da técnica de modulação por largura de impulso (**PWM**).

A figura 3.116, mostra um pequeno e simples controlador de carga com protecção contra sobrecargas e contra profundas descargas, para sistemas autónomos até **60 W**. O consumo interno deste minicontrolador de carga é extremamente baixo (**<12 mW**), pelo que é apropriado para os mais pequenos módulos fotovoltaicos.

Fabricantes de controladores de carga: ATT TBB, Mastervolt, Meyer Solar Technologie, Morningstar, Heliotrope, Phocos, Reusolar, Schams Electronic, Steca, Solarwatt, SunSelector, SunWare, Trace, Uhlmann Solarelectronic.



3.9.1 Controladores série

Quando se atinge a tensão máxima de carga, o controlador série interrompe a entrega de potência do módulo, através de um relé ou de um semicondutor **S1**, voltando a fechar o circuito após uma determinada redução da tensão. Estas constantes comutações “on-off” criam oscilações da tensão perto da tensão máxima de carga, bem como perdas permanentes de energia. Tendo em conta estas desvantagens foram desenvolvidos os controladores de carga de regulação constante.

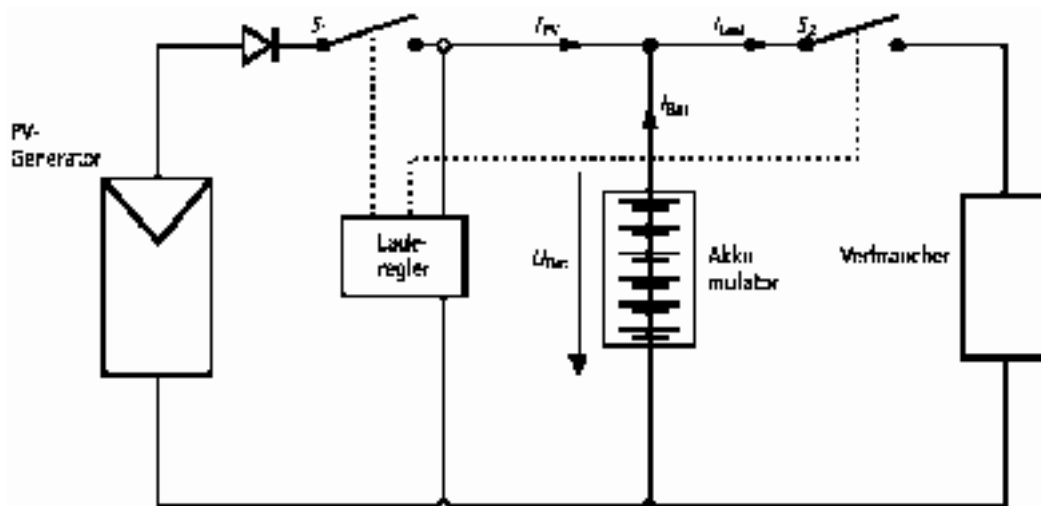


Figura 3.117 - Princípio de um controlador de carga série

3.9.2 Controladores Shunt (ligação em paralelo)

Um controlador “*Shunt*” reduz continuamente a potência do módulo, a partir do momento em que é atingida a tensão máxima de carga da bateria. Neste caso, como o gerador continua a gerar energia, a corrente é regulada e curto-circuitada através de um elemento “*Shunt*” (elemento controlado). A energia não aproveitada é assim dissipada sob a forma de calor. Os módulos podem tomar a corrente de curto-circuito sem qualquer problema, limitando-se a sofrer um ligeiro aquecimento adicional. Este método é ideal para a bateria, uma vez que a carga da bateria é feita de forma eficiente e em total segurança.

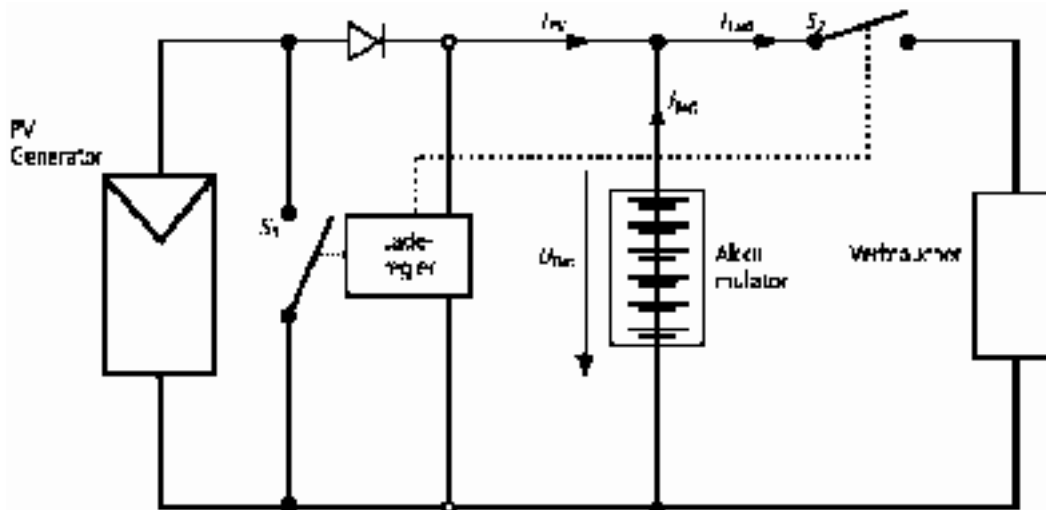


Figura 3.118 - Princípio de um controlador de carga Shunt

3.9.3 Protecção por depleção

A protecção por depleção, baseada em relés que provocam o isolamento entre as cargas e as baterias, encontra-se geralmente integrada com a maioria dos controladores de carga (S_2 nas figuras 3.117 e 3.118 e S_1 na figura 3.119). Esta protecção só será útil, se existir um prévio comando de corte antes de ser atingida a situação extrema de corte. Neste caso, torna-se importante prever um botão de *reset* (re-inicialização). Por exemplo, se a tensão da bateria descer para valores inferiores à tensão mínima de descarga (devido a uma elevada corrente que se manifeste durante um breve momento – ex: arranque do frigorífico), e em resultado as cargas forem deslastradas pelo controlador, depois de uma pequena recuperação de energia a tensão da bateria é geralmente suficientemente elevada para alimentar pequenas cargas (por exemplo, uma lâmpada) por mais algumas horas, sem que a tensão da bateria volte a descer para valores críticos. Assim, nas situações de descarga da bateria, o botão de re-inicialização permite manter a alimentação de pequenas cargas.

Os modernos controladores de carga possuem um sensor de temperatura que mede a temperatura ambiente. Normalmente, o controlador de carga é localizado na proximidade da bateria, pelo que a temperatura a que estão ambos submetidos é praticamente igual. Apenas na eventualidade da bateria se encontrar fortemente carregada, poderá a temperatura da bateria ser superior à do controlador de carga. Esta eventualidade pode ser sempre evitada através do correcto dimensionando das baterias. Um sensor externo de temperatura montado na bateria, pode ser também de utilidade nestes casos. Os dispositivos de visualização permitem fornecer informação sobre os principais parâmetros eléctricos das baterias, tais como o estado de carga, a tensão e a corrente de carga, podendo ser integrados em vários dispositivos. Um circuito integrado da marca “**Atonic**”, que se encontra integrado na maioria dos controladores, oferece adicionais benefícios. Este dispositivo tem um algoritmo de auto-aprendizagem que lhe permite registar o estado de envelhecimento da bateria e agir em conformidade.

Os controladores de carga apenas podem suportar determinados limites de corrente, quer no lado do gerador, quer no lado da carga. Para proteger os sensíveis componentes electrónicos, o controlador é equipado com um fusível. Geralmente são mantidos os mesmos valores limites para a corrente máxima

do módulo e a corrente máxima da carga, o que significa que é escolhido um fusível comum para ambas as correntes. Nos dispositivos que estão comercialmente disponíveis, os valores standard para os valores máximos de corrente variam entre **5 e 30 A**. Para maiores sistemas, com correntes ainda mais fortes, ou são utilizados modelos especiais ou o sistema é dividido em vários grupos, de modo a evitar a falha da generalidade do sistema, em caso de avaria. Do lado da bateria, as correntes são adicionadas de novo, uma vez que de outro modo existe o risco dos grupos de baterias não estarem sujeitos a cargas iguais.

3.9.4 Controladores de carga MPP

Dado que a tensão da bateria determina o ponto operacional da curva característica do gerador fotovoltaico, e que por esse motivo o gerador fotovoltaico raramente funciona no ponto **MPP**, os controladores de carga "Shunt" e série nem sempre conseguem fazer o melhor aproveitamento da energia solar disponível. As perdas de energia podem elevar-se a valores situados entre **10 % e 40 %**, dependendo da tensão da bateria, da irradiância e da temperatura. Isto pode ser evitado utilizando um sistema de rastreo **MPP**, que consiste essencialmente num conversor DC/DC regulado. A regulação é executada pelo rastreador **MPP**, que em cada cinco minutos varre a curva característica **I-U** do gerador fotovoltaico e determina o ponto **MPP**. O conversor DC/DC é então regulado de modo a tomar a máxima potência disponível do gerador fotovoltaico, ajustando por outro lado o sinal de saída em função da tensão de carga da bateria.

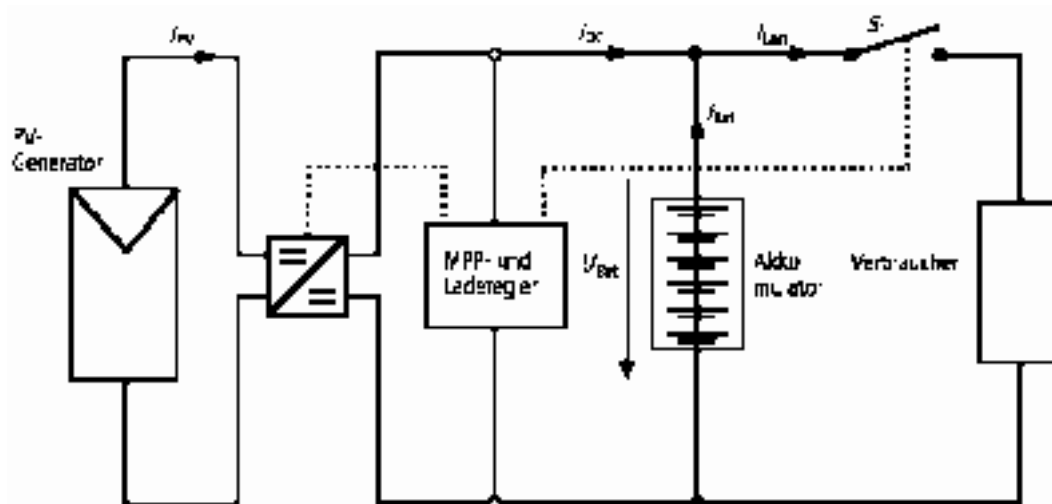


Figura 3.119 - Princípio de um controlador de carga MPP

A eficiência do conversor DC/DC varia entre **90 a 96 %**. Por razões de eficiência, a utilização de um rastreador **MPP** apenas faz sentido para geradores com potências superiores a **200 W**. Para geradores de baixa potência, as perdas de conversão são geralmente maiores do que os ganhos obtidos com o controlador **MPP**. Devido à maior complexidade do circuito electrónico, o preço do controlador de carga **MPP** acaba por ser superior. Isto significa que, por razões económicas, os controladores de carga **MPP** são usados com maior frequência para potências fotovoltaicas superiores a **500 W**.



Figura 3.120 - Controlador de carga MPP
Fotografia: Meyer Solar Technologie



Figura 3.121 - Controlador de carga MPP
Fotografia: Schams-Elektronik

3.10 Inversor autónomo

Num sistema autónomo fotovoltaico, o armazenamento de energia nos acumuladores e o fornecimento de energia para o consumo é feito sob a forma de um sinal contínuo. Os inversores autónomos são então utilizados para possibilitar o uso de aparelhos eléctricos AC convencionais de **230 V, 50 Hz**, a partir da rede DC.

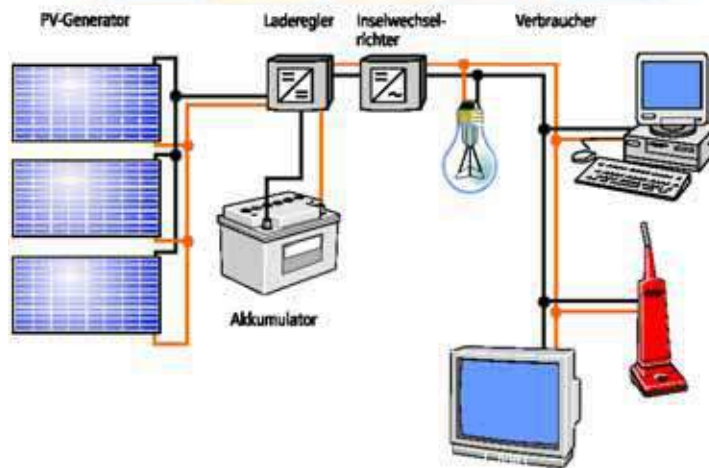


Figura 3.122 - Sistema autónomo com inversor autónomo

Um inversor autónomo deve poder alimentar uma vasta gama de equipamentos eléctricos, nomeadamente ferramentas e máquinas eléctricas, electrodomésticos e dispositivos electrónicos de comunicação.

Podem-se distinguir as seguintes características num bom inversor autónomo:

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;
- Excelente eficiência de conversão, mesmo para operações em regime de carga parcial;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;

- Protecção contra uma profunda descarga da bateria;
- Baixo consumo em stand-by (espera), com detecção automática da presença de uma carga;
- Protecção contra curto-circuitos no lado da saída;
- Elevada compatibilidade electromagnética (boa supressão c);
- Baixo conteúdo harmónico;
- Protecção contra sobretensões.

Dois conceitos diferentes de inversores lideram o mercado: o inversor sinusoidal e o inversor trapezoidal.

Fabricantes de inversores autónomos: ACR, ASP, FEG, Fronius/Steca, Mastervolt, PDA, ProWatt, Siemens, SMA, Studer, SunPower, Trace, Victron Energy, Wagan.



Figura 3.123 - Inversor autónomo com função opcional de controle de carga
Fotografia: Steca/Fronius

3.10.1 Inversores de onda sinusoidal

Os inversores de onda sinusoidal satisfazem a maior parte dos requisitos atrás citados. Estes dispositivos são baseados no princípio da modulação por largura de impulso (ver secção 3.3.3), sendo adequados mesmo para a operação de equipamento electrónico sensível. Quando comparados com os inversores trapezoidais, os inversores de onda sinusoidal são mais caros, devido à sua maior complexidade.



Figura 3.124 - Vários inversores de onda sinusoidal de sistemas fotovoltaicos autónomos
ASP, fotografia: SOLON

3.10.2 Inversores trapezoidais

Os inversores trapezoidais (amplamente difundidos e mais baratos) estão gradualmente a desaparecer do mercado. Nos inversores trapezoidais, a corrente DC é “talhada” numa onda quadrada com uma frequência de **50 Hz** e elevada para uma tensão de **230 V** através de um transformador. Os inversores trapezoidais podem alimentar qualquer carga, com excepção dos equipamentos electrónicos mais sensíveis. Estes inversores têm a vantagem de poderem suportar elevadas sobrecargas durante curtos períodos de tempo (em alguns casos até quatro vezes a potência nominal), o que é particularmente importante quando se operam máquinas electromotrizes (no arranque).

3.10.3 Critérios de aplicação de inversores em sistemas autónomos

Os sistemas DC de **12 V** ou de **24 V** atingem rapidamente os seus limites, quando é necessário alimentar fortes cargas ou quando a instalação de longos cabos é inevitável. As reduzidas tensões implicam elevadas secções de cabo para o transporte da totalidade da energia, o que acarreta por sua vez um aumento dos custos do sistema. Para além disso, é normalmente difícil encontrar o modelo **DC** do electrodoméstico pretendido, ou é desproporcionadamente caro.

Por estas razões, é frequentemente mais vantajoso ter uma rede DC para as pequenas cargas (luz, etc.) e ligar as restantes cargas ao inversor. Converter a totalidade do sistema para um fornecimento AC, **230 V**, não é a melhor solução, uma vez que as maiores correntes ocorrem geralmente por pequenos períodos de tempo. Em consequência, o inversor estaria a trabalhar a maior parte do tempo em regime de carga parcial, resultando elevadas perdas de conversão. A separação dos sistemas DC e AC permite a selecção de um inversor de menor potência e, conseqüentemente, de menor custo, sendo então possível obter uma maior eficiência de conversão.

Ao seleccionar a classe de potência do inversor, deve-se atender à potência nominal das cargas:

Potência nominal do inversor = \sum potências nominais das cargas AC + Reserva de segurança

A reserva de segurança é dimensionada em função do número de cargas com elevadas potências de arranque que em princípio deverão entrar em funcionamento simultâneo, e da capacidade do inversor de suportar esta sobrecarga. Nos grandes sistemas que servem uma grande quantidade de cargas, poderá ser utilizado um sistema de gestão que garanta que apenas uma ou duas cargas possam ser iniciadas em simultâneo. Esta estratégia permite reduzir a capacidade do inversor e assim reduzir consideravelmente os respectivos custos.

Os inversores de baixo consumo podem ser ligados ao controlador de carga como se fossem uma carga, desde que a potência do conjunto do inversor e das cargas ligadas não supere o valor máximo de potência tolerado pelo controlador de carga. Contudo, os inversores são geralmente directamente ligados à bateria, uma vez que as correntes solicitadas são geralmente demasiado elevadas para o controlador de carga (especialmente no arranque de uma carga de 230 V). A ligação directa com a bateria implica que o inversor possui um sistema integrado de controlo da profundidade da descarga.

4 LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DA INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE SOMBREAMENTOS

4.1 Visita e levantamento das características do local da instalação

Para se poder começar a planear um sistema fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento e respectivo orçamento a apresentar ao cliente, é fundamental conhecer bem o local da instalação. A visita ao local da instalação permitirá efectuar uma avaliação prévia sobre as condições básicas existentes, que poderão levar desde logo a uma indicação mais ou menos favorável sobre a instalação de um sistema fotovoltaico.

Um dos passos iniciais consistirá em reconhecer se o prédio em questão é ou não apropriado à colocação de um sistema fotovoltaico e/ou identificar eventuais locais alternativos à sua localização. Uma investigação inicial aprofundada será fundamental para que se evitem erros de planeamento (produção/consumo de energia) e de cálculo do custo global do sistema a instalar.

Os trabalhos necessários para a instalação do gerador fotovoltaico, a identificação do espaço adequado para a localização do inversor, o traçado da rede da cablagem do sistema, assim como os eventuais trabalhos de modificação da caixa do contador, deverão ser alguns dos temas a abordar durante a consulta prévia com o cliente.

Antes que a planificação se inicie, o cliente deverá também ser confrontado com as alternativas disponíveis e as respectivas ordens de grandeza de custos de investimento inicial e de funcionamento. A possibilidade de se poder recorrer a subsídios, deverá também ser averiguada, uma vez que estes assumem, em muitos dos casos, uma influência decisiva sobre a decisão final do sistema a instalar.

Para os trabalhos a realizar no telhado, ou em outro tipo de infra-estrutura de suporte a considerar para o sistema, o cliente deverá apoiar-se na realização de uma consulta aos empreiteiros locais.

Durante a visita ao local e na fase de registo de dados, um bom contributo para a base de um bom planeamento, passará pelo inequívoco esclarecimento junto do cliente das seguintes questões:

- Disponibilidade da área do telhado, fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente
- Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema
- Formato do telhado, características da estrutura e sub-estrutura, e tipo de cobertura
- Aberturas utilizáveis no telhado (as telhas de ventilação, as condutas de chaminé,)
- Dados sobre sombreamentos
- Locais potenciais à instalação do gerador, das caixas de junção, do interruptor de corte principal (DC) e do inversor
- Caixa do contador e espaço para um contador extra
- Comprimento dos cabos, rede de cablagem e método de implantação da canalização eléctrica
- Acessos, particularmente se for necessário equipamento específico para a instalação do gerador (guindaste, andaime, etc.)
- Tipo de módulo, concepção do sistema, método de instalação
- Produção energética desejada versus potência fotovoltaica a instalar
- Enquadramento financeiro, tendo em conta as respectivas condições para a atribuição de subsídios

No fim deste capítulo são apresentadas algumas orientações para a elaboração de um questionário tipo, tendo em vista a recolha de dados durante a reunião no local. O questionário constituirá um documento indispensável na visita ao local.

Deverá também ser assegurada a recolha de documentos, que poderão de igual forma desempenhar um importante apoio no planeamento. Alguns destes documentos poderão mesmo ser necessários para a apresentação de candidaturas a subsídios e para o registo junto da empresa operadora da rede de distribuição. Entre estes documentos podem-se identificar:

- Plano de localização do edifício (orientação do edifício,)

- Peças desenhadas e escritas do projecto do edifício, onde constará a inclinação do telhado, entre outras inúmeras informações sobre o edifício
- Fotografias

Durante a reunião no local, será de grande utilidade o projectista fazer-se acompanhar de:

- 1) Ficha de registos de dados sobre o edifício (ver ponto 4.17 e restantes)
- 2) Material de informação sobre a tecnologia fotovoltaica
 - a. Informação geral
 - b. Folhetos dos fornecedores dos equipamentos, com a descrição dos produtos em causa
 - c. Fotografias de sistemas fotovoltaicos já existentes
 - d. O presente manual será também de grande utilidade para o cliente
- 3) Bússola
- 4) Transferidor de fio-de-prumo para calcular inclinações
- 5) Régua desdobrável
- 6) Fitamétrica
- 7) Lanterna de bolso
- 8) Analisador de sombras ou mapa de trajectória solar numa transparência (ver secção 4.3.2)
- 9) Uma câmara de filmar ou uma máquina fotográfica



Figura 4.1 - Análise de sombreamento, utilizando uma câmara com acessórios especiais de geometria solar

Arquitectos Sol-id-ar

4.2 Consulta ao cliente

A planificação e a instalação de um sistema fotovoltaico iniciam-se, geralmente, com o pedido de informações de um potencial cliente. A apresentação posterior de um orçamento rigoroso poderá ser um momento crucial para a decisão final sobre a eventual instalação de um sistema fotovoltaico. Neste contexto, é fundamental o trabalho inicial que se deverá desenvolver junto do cliente, o qual assumirá uma forma de consulta ao cliente.

Durante as conversas com o cliente, o vendedor deverá assegurar-se das expectativas e desejos do cliente. A consulta, neste caso, significa ajudar o cliente a tomar uma decisão correcta e de acordo com as suas pretensões.

Uma opinião qualificada é decisiva para o cliente. O vendedor é com frequência o primeiro elemento de contacto para questões relativas à utilização da energia solar. Para além de conhecimentos técnicos sobre questões referentes à estrutura, função, dimensão e instalação de sistemas fotovoltaicos, deve também possuir conhecimentos esclarecedores sobre custos e subsídios, assim como sobre o significado global da utilização da energia solar.

O objectivo é ganhar o cliente como um parceiro activo de diálogo e responder às suas questões de forma que seja compreensível, mesmo para os menos esclarecidos. Nesta situação é de grande ajuda utilizar diagramas de apoio que sejam de fácil compreensão para um leigo.

Deve-se estar devidamente preparado para responder às questões colocadas pelo cliente. A seguir apresentam-se algumas questões que normalmente são colocadas por um potencial utilizador de um sistema fotovoltaico:

- . Qual é a diferença entre um módulo fotovoltaico e um colector solar?
- . Como funciona uma célula solar?
- . Quanta electricidade vai produzir o meu sistema por ano?
- . O que acontece à minha unidade geradora quando não está sol?
- . Quanta energia produz o meu sistema quando o céu está encoberto?
- . Onde é utilizada a energia gerada?
- . O que significa Potência, Kilowatts picos?
- . O meu telhado é apropriado para um sistema como este?
- . O que acontece se os módulos ficarem sujos? Com neve? Ou com pó?
- . Os módulos podem ser danificados pelo granizo?
- . Vale a pena ter um sistema de “seguimento” solar?
- . Há alguma outra cor de módulo para além do preto e do azul?
- . Preciso de uma licença para a construção?
- . Quanto vai custar o sistema, incluindo a instalação?
- . Quais são os subsídios disponíveis?
- . Pode ajudar-me a preencher a elaborar o processo de candidatura?
- . Qual a remuneração da electricidade que forneço à rede eléctrica pública?
- . O sistema precisa de manutenção?
- . O sistema pode ser destruído por um trovão?
- . Qual é o tempo de vida útil do sistema?
- . Como se contabiliza o período de garantia?

4.3 Levantamento de dados do local, incluindo os potenciais sombreamentos

A projecção de sombras sobre um sistema fotovoltaico, tem um efeito muito maior na produção de energia, do que no caso dos sistemas solares térmicos. Neste contexto, este assunto será tratado em profundidade na presente secção.

4.3.1 Tipos de sombreamento

Os resultados operativos obtidos no programa Alemão dos “1000 telhados”, demonstraram que existe sombreamento parcial em cerca de metade dos sistemas, devido a circunstâncias específicas que se prendem com a sua localização. Para um número substancial destes sistemas, as sombras provocaram reduções anuais de produção de energia entre **5 a 10 %**.

Em muitos dos casos, a sombra pode ser classificada como temporária, como resultado da localização do sistema ou do edifício. Neste contexto pode-se destacar:

1) Sombreamento temporário

O típico sombreamento temporário resulta da presença de neve, de folhas e de dejectos de pássaros, entre outros tipos de sujidade. A neve constitui um factor significativo para um sistema localizado na Serra da Estrela. A sujidade de pó e da fuligem nas áreas industriais, ou as folhas caídas nas áreas florestais, são também factores não negligenciáveis para sistemas com o presente tipo de meio envolvente.

Os depósitos de neve, de fuligem e de folhas sobre o gerador, podem sujar a superfície do gerador, gerando desta forma sombras de maior permanência. A permanência desta sujidade será tanto menor, quanto melhor funcionar o sistema de auto-limpeza do gerador. A auto-limpeza resulta da lavagem da sujidade pela água da chuva. Para esta auto-limpeza, será suficiente os painéis serem colocados com um ângulo mínimo de inclinação de **12º**. Maiores ângulos de inclinação aumentam a velocidade de escorrimento da água da chuva e, conseqüentemente, melhora a limpeza das partículas de sujidade. Por este motivo, este tipo de sombreamento pode ser reduzido com o aumento do declive do gerador fotovoltaico.

Para uma inclinação óptima em termos da produção de energia, superior a **22°** (no caso Português), consegue-se ter uma boa auto-limpeza dos módulos.

De notar que a neve depositada sobre um sistema fotovoltaico derrete-se mais rapidamente do que a restante neve que o rodeia.



Figura 4.2 - Neve num sistema fotovoltaico
Fotografia – Energiebiss

Nas áreas com muita neve, a disposição dos módulos standard na posição horizontal **(A)**, permite reduzir para metade as perdas que resultam do sombreamento causado pela neve, dado que assim apenas ficam afectadas duas filas de células de cada módulo e não quatro, como acontece no caso na disposição vertical **(B)**.

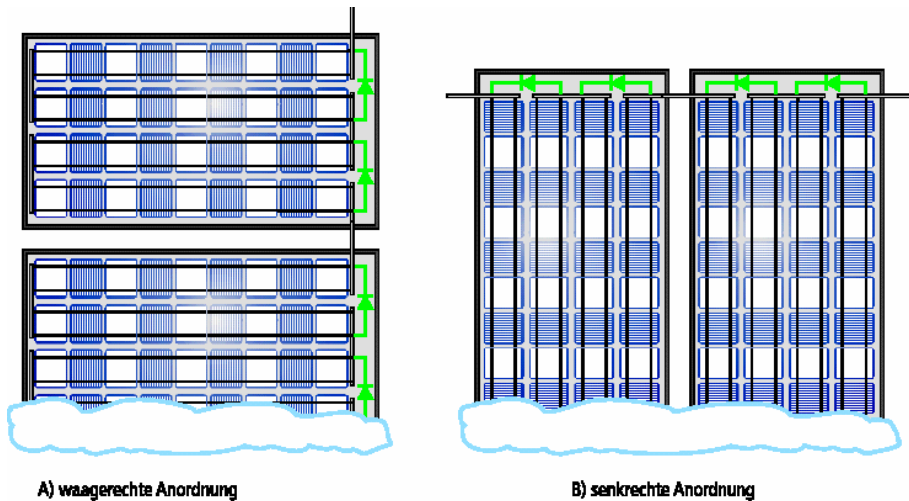


Figura 4.3 - Módulos fotovoltaicos inclinados (local com elevada presença de neve)

O sombreamento causado pelas folhas, pelos dejectos de pássaro e pela poluição do ar, têm um impacto mais forte e mais duradouro. Se um sistema for fortemente afectado por estes factores, a limpeza regular dos módulos fotovoltaicos aumentará de um modo notável a energia produzida. Numa localização normal e com um painel onde se verifique um declive adequado, pode assumir-se que a perda devida à sujidade assume um valor entre **2 % a 5 %**. Geralmente esta perda é simplesmente aceite [Qua96].

Se houver uma grande acumulação de resíduos, os módulos podem ser limpos utilizando maiores quantidades de água (com uma mangueira) e um utensílio suave de limpeza (uma esponja), sem usar detergentes. Para evitar riscar as suas superfícies, os módulos não devem ser escovados ou aspirados com um equipamento de limpeza a seco.

II) Sombreamento em consequência da localização

O sombreamento em consequência da localização, compreende todo o sombreamento produzido pela envolvente do edifício. Os prédios vizinhos (incluindo altos edifícios distantes) e as árvores, podem sombrear o sistema fotovoltaico e/ou, pelo menos, levar ao escurecimento do horizonte.

Os cabos por cima do prédio podem também ter um efeito particularmente negativo, projectando sombras que se movem constantemente.

III) Sombreamento produzido pelo edifício

As sombras geradas pelo próprio edifício envolvem sombras constantes, devendo por isso ser consideradas de modo particularmente especial. Deve ser dada particular atenção às chaminés, antenas, pára-raios, antenas de satélite, saliências do telhado e da fachada, ressaltos da estrutura do prédio, etc.

Alguns sombreamentos podem ser evitados, deslocando o gerador fotovoltaico ou o objecto que causa a sombra (por exemplo, a antena).

Caso não seja possível, o impacto da sombra pode ser minimizado na fase de concepção do sistema, como por exemplo através da escolha da forma como são interligadas as células e os módulos (ver capítulos 3 e 5).

4.3.2 Análise de sombreamentos

Para avaliar a sombra que resulta no local, é preciso proceder a uma análise de sombreamentos. Para tal, o contorno da sombra do meio circundante é registado para um ponto do sistema, normalmente o ponto central do gerador fotovoltaico.

Para grandes sistemas, ou no caso de se desejar uma maior precisão, a análise de sombreamentos pode ser levada a cabo para vários pontos diferentes.

O contorno da sombra para o meio circundante pode ser encontrado utilizando:

- Analizador de sombras (fotográfico ou utilizando uma câmara digital e software)
- Mapa da trajectória solar numa transparência
- Plano do local e mapa de trajectória solar

Para os registos onde é utilizado um plano do local e um mapa de trajectória solar, é calculada a distância e as dimensões da projecção da sombra pelos objectos. A partir desta informação é calculado o ângulo de azimute e o ângulo de elevação.

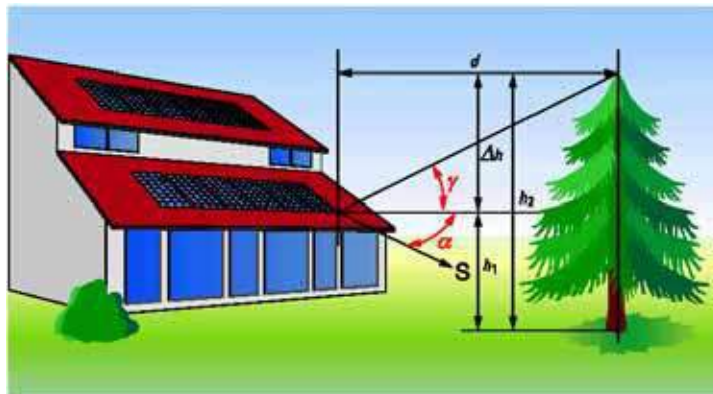


Figura 4.4 - Determinando o ângulo de elevação e o ângulo de azimute de um objecto

O ângulo de elevação gama (γ) é calculado a partir da diferença entre a altura do objecto que projecta a sombra (h_2) e a altura do sistema fotovoltaico (h_1), e da distância entre os dois.

$$\tan \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \arctan\left(\frac{h_2 - h_1}{d}\right) = \arctan\left(\frac{\Delta h}{d}\right)$$

O ângulo de elevação é obtido para todos os obstáculos na área que rodeia o sistema solar, sendo preciso conhecer a altura e a distância dos objectos a partir do local de observação. O azimute dos obstáculos pode ser calculado directamente a partir do plano do local ou do esquema.

Os ângulos de elevação e os ângulos de azimute dos objectos, podem também ser determinados utilizando um analisador de sombras (câmara apropriada, câmara digital com software).

Contudo, um mapa de trajectória solar com o eixo das ordenadas graduado segundo uma divisão trigonométrica, é o suficiente em várias situações (estão incluídos mapas de trajectória solar no final deste capítulo). Este é copiado sobre uma transparência e disposto num semi-círculo. O observador, na perspectiva do sistema, pode agora olhar para os objectos através deste diagrama, ler directamente e anotar os ângulos de elevação e de azimute. Para poder registar um maior ângulo de visão, poderá ser de grande utilidade uma lente de visão angular, semelhante às lentes do tipo olho de peixe, utilizadas como vigia nas portas. As fotografias a seguir ilustram a utilização deste simples analisador de sombreamentos.

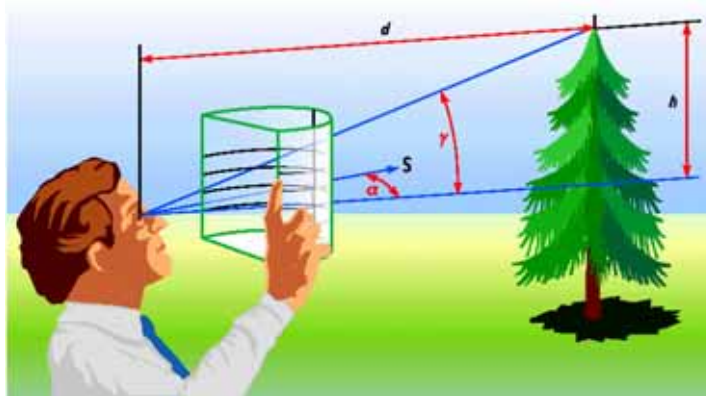


Figura 4.5 - Determinando o ângulo de elevação e o ângulo de azimute de um objecto com um diagrama de trajectória solar numa transparência

Para os sombreamentos causados pelas árvores, é dado um factor de transmissão:

Para coníferas	$t = 0,30$
Para árvores de folhas caducas	$t = 0,64$
no verão	$t = 0,23$

O factor de transmissão especifica a quantidade de radiação solar que passa através da árvore. Este factor é considerado em alguns programas de simulação (por exemplo **PV-Sol**).

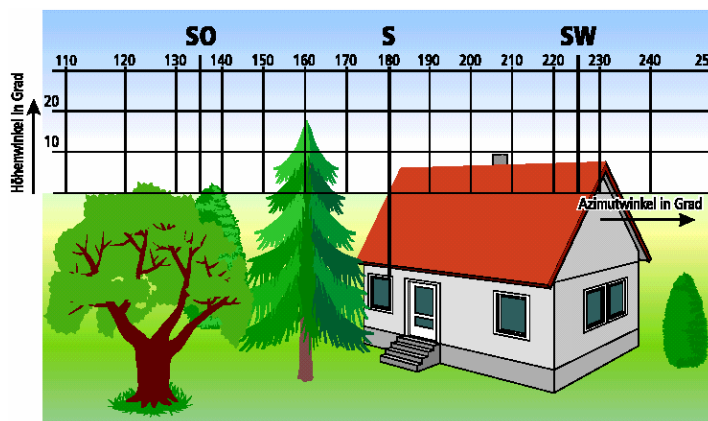


Figura 4.6 - Área em redor com uma grelha de ângulos

O resultado da análise do sombreamento é a silhueta da sombra causada pelo meio circundante no mapa da trajectória solar.

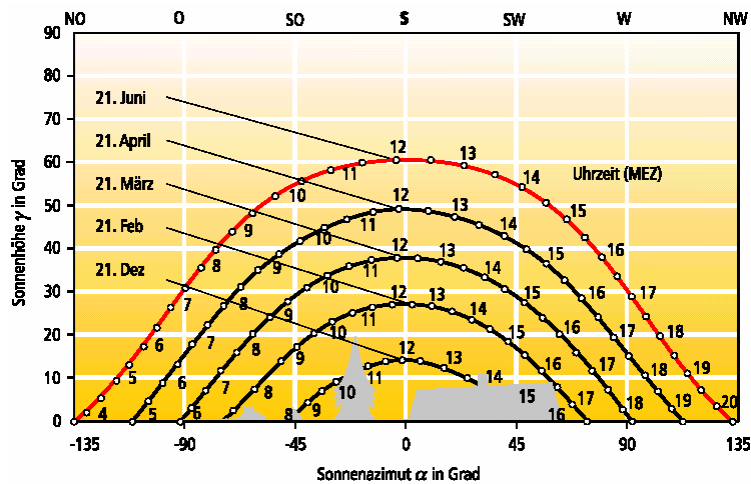


Figura 4.7 - Mapa de uma trajetória solar (Berlim/Alemanha)

É possível retirar deste diagrama o nível de sombreamentos que são produzidos num mês em particular. No exemplo apresentado, a localização está **50 %** sombreada no dia 21 de Dezembro. De manhã e no início da tarde, o Sol penetra cerca de uma hora em cada ocasião. A partir do dia 21 de Fevereiro, não se produzirão mais sombras. Não haverá sombreamentos no período que medeia os meses de Março a Outubro.

Uma avaliação mais aprofundada do diagrama pode ser levada a cabo graficamente, através de cálculos ou - o modo mais fácil - utilizando aplicações lógicas (por exemplo **SUNDI, PV-Sol, PVS, Solem**, ver capítulo 7). A maioria dos programas de simulação calculam as perdas de irradiação e a partir destas calculam de grosso modo as perdas de energia. Neste caso, o contorno da sombra é determinado num ponto do gerador fotovoltaico (usualmente o ponto central) e introduzido como um dado no computador. A precisão é suficiente para a maioria das situações. Apenas para programas de simulação mais complexos (por exemplo **PV-Cad, PV-SYST**, ver capítulo 7), é tido em conta a geometria do gerador e o modo com que os módulos estão ligados. Sem programas de simulação, são necessários os totais de irradiação para cada mês no local da instalação. Isto permite estimar a perda de irradiação para cada mês a partir do valor de percentagem de sombreamento, que é calculada a partir do mapa de trajetória solar.

WWW.PORTAL-ENERGIA.COM

4.3.3 Sombreamentos e concepção do sistema fotovoltaico

O impacto da sombra nos sistemas fotovoltaicos, depende dos seguintes factores:

- . o número de módulos sombreados
- . a interligação entre a célula e o díodo de passagem (ver capítulo 3)
- . o grau de sombreamento
- . a distribuição espacial e o curso da sombra durante o tempo
- . a interligação do gerador (ver capítulo 5 – conceitos do sistema)
- . o tipo de inversor

Como foi descrito na secção anterior, quando se prevê a produção de energia, a redução da irradiação é normalmente determinada para a área do gerador. No entanto, isto não tem em conta que a curva característica do gerador é modificada em função do sombreamento, o que provoca que o **MPP** se desloque. O ponto operacional do inversor tenta rastrear o ponto **MPP**. O desvio do **MPP** determina a redução da potência relativamente a um gerador que não está sombreado.

O conceito de interligação dos módulos solares determina a amplitude da tensão de entrada do inversor. Nos inversores de cadeia de módulos com elevadas tensões de entrada, todos os módulos estão frequentemente ligados em série. Se o inversor tiver uma baixa tensão de entrada, leva a que o gerador seja usado com várias fileiras paralelas.

Um estudo científico sobre o problema do sombreamento foi conduzido pela Universidade Técnica de Berlim, utilizando diferentes desenhos de sistemas. Foi utilizado o programa de simulação electrónica

“Pspice”, para a determinação das curvas características do gerador e das perdas expectáveis de energia nas diferentes situações de sombreamento. Foi comparado um gerador fotovoltaico com um total de vinte módulos ligados em série, com um gerador com quatro fileiras ligadas em paralelo. Com uma irradiação de 1.000 W/m^2 , dois, quatro, seis e oito módulos foram sombreados, reduzindo-se a irradiação sobre estes módulos a 500 W/m^2 . Enquanto que com a ligação em série as curvas características não dependem da posição dos módulos sombreados, no gerador com ligações paralelas produzem-se diferentes curvas características para diferentes situações de sombreamento.

Nos gráficos seguintes pode ver-se que as curvas características para situações de sombreamento mostram um valor máximo da potência para pequenas tensões e um segundo máximo com as mais elevadas tensões. Os factores nomeados no início determinam os valores máximos de potência, se existem ou não, ou se são apenas uma ligeira proeminência nas curvas características onde se encontra o **MPP**, e se o **MPP** se insere ou não no campo de rastreio do inversor. A quantidade de energia perdida com geradores sombreados depende da amplitude da tensão de entrada do inversor e, por isso, do seu dimensionamento. Para além disso, o conceito de rastreio do **MPP** do inversor é também decisivo. Dependendo do conceito de rastreio e do percurso da sombra ao longo do tempo, o sistema funciona em um destes pontos máximos. Há diferenças fundamentais entre a ligação em série e a ligação em paralelo.

Ligação em série (conceito de fileiras)

Com a ligação em série, ambos os máximos de potência são possíveis nos pontos operacionais para o inversor, se eles se situarem dentro do raio de acção operacional do sistema de rastreio do **MPP**. Em qual destes dois pontos é atingido, depende do percurso da sombra ao longo do tempo e do comportamento do sistema de rastreio.

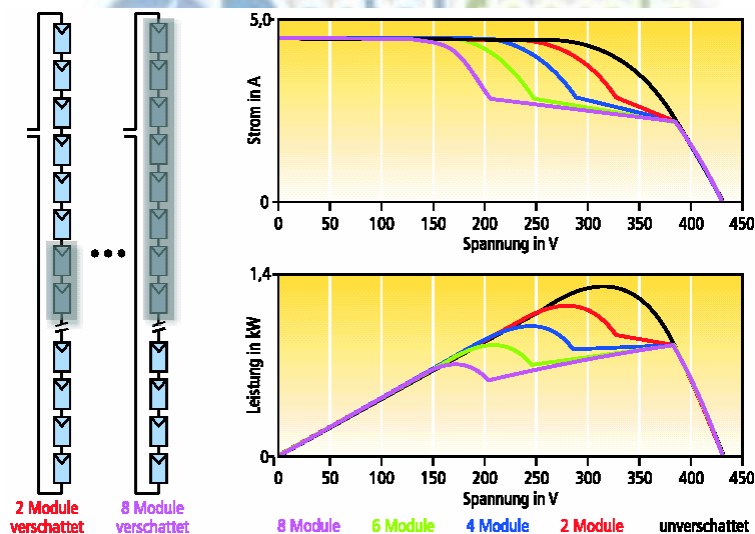


Figura 4.8 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em série

Com o gerador inicialmente fora do alcance da sombra, o inversor opera no único máximo da curva característica. A extensão gradual de sombras através da superfície do gerador, causa um incremento maior de módulos sombreados. O máximo situado à esquerda, que inicialmente representa o **MPP**, desloca-se para menores tensões. Uma vez que este máximo é bem pronunciado, o inversor continua mantendo-se no máximo da esquerda, mesmo se o **MPP** tiver evoluído para o máximo da direita, quando há um número maior de módulos sombreados.

Se o gerador já estiver sombreado durante a manhã, o sombreamento ocorre no momento do início de operação, e o inversor rastreia a partir da tensão de circuito aberto até ao máximo da direita. Caso este seja suficientemente pronunciado e o movimento de rastreio não seja muito largo, o inversor permanece neste ponto, independentemente do **MPP** estar aí situado ou não. A tensão é sensivelmente maior neste máximo do que com um gerador que não está sombreado.

Ligação em paralelo

As situações de sombreamento observadas com a ligação em paralelo, produzem curvas características completamente diferentes. O comportamento mais favorável ocorre quando os módulos sombreados estão quer situados na mesma fileira, quer distribuídos por um número limitado de fileiras. O ponto de máxima potência da esquerda encontra-se neste caso a metade, ou a menos de metade, da tensão de circuito aberto do gerador e está, por este motivo, quase sempre fora do campo de rastreio do inversor. Está levemente pronunciado, por isso, haverá uma maior probabilidade do inversor rastrear o ponto máximo da direita. Isto representa o **MPP**.

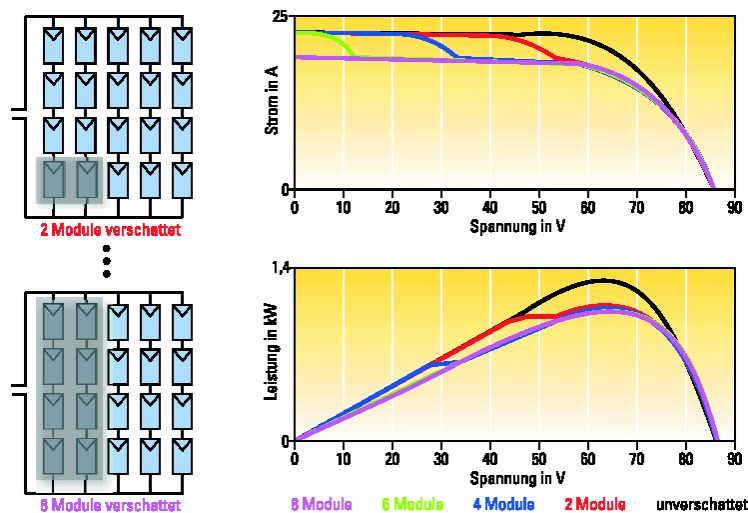


Figura 4.9 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em paralelo, com sombreamento em 2 fileiras

Com um número crescente de fileiras sombreadas, o ponto de máxima potência da esquerda torna-se mais pronunciado. Com forte sombreamento é possível que o **MPP** acabe por se situar aí. Este máximo encontra-se a meio da tensão de circuito aberto do gerador e está, por este motivo, fora do raio de acção operacional do inversor. O ponto máximo da direita encontra-se sensivelmente acima da tensão **MPP** do gerador que não está sombreado.

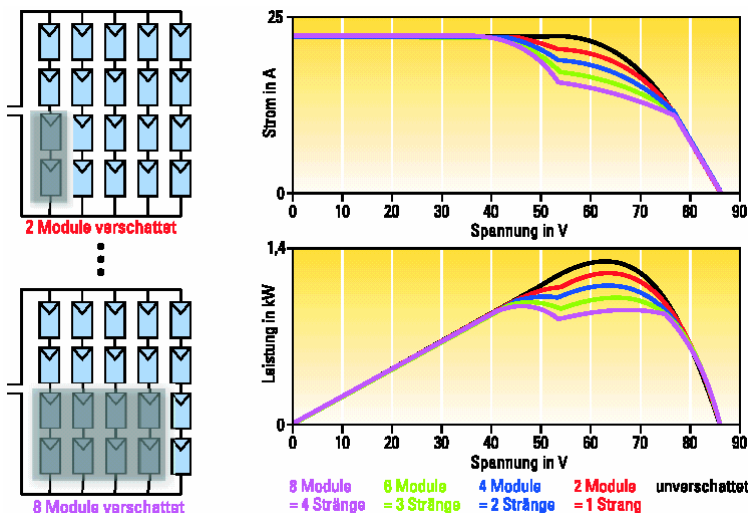


Figura 4.10 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em paralelo, com sombreamento de 1 a 4 fileiras

Comparação de conceitos de sombreamento

Com a ligação em série, os pontos de potência máxima das curvas características, estão claramente pronunciados para situações de sombreamento. Quando poucos módulos estão sombreados, as tensões encontram-se dentro do campo de rastreio do inversor.

Numa ligação em paralelo, o inversor pode, efectivamente, rastrear até ao ponto máximo da direita, uma vez que o da esquerda está fracamente pronunciado e a tensão é demasiado baixa. Seria apenas possível rastrear até ao ponto máximo da esquerda, caso houvesse um forte sombreamento em muitas fileiras. Neste caso, haveria lugar a uma perda de potência sensivelmente menor do que a que ocorre para o ponto máximo da direita.

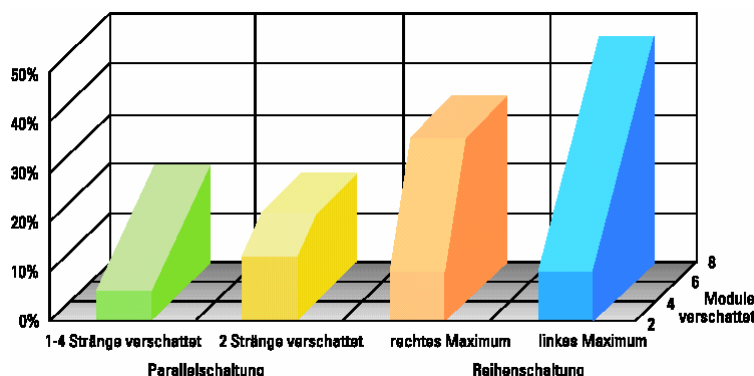


Figura 4.11 - Perdas de energia pelos vários conceitos de ligação

Numa ligação em paralelo, observa-se que a perda de energia apenas depende efectivamente do número de fileiras sombreadas. Com sombreamentos em duas fileiras, apesar do aumento de dois módulos sombreados para oito, a perda de potência permanece praticamente constante. A ligação em série mostra perdas de energia consideravelmente maiores. No ponto máximo da esquerda, as perdas aumentam com cada módulo adicionalmente sombreado. No ponto máximo da direita, há uma maior perda constante de energia com extensos sombreamentos. A redução na energia produzida depende da duração do sombreamento durante o ano.

O efeito do sombreamento num gerador interligado em série ou em paralelo, foi estudado e comparado numa análise a longo prazo, utilizando a fachada fotovoltaica da Universidade de Ciência e Tecnologia de Saarland. Com o objectivo de os comparar, ambos os desenhos foram implementados no mesmo sistema fotovoltaico, através de um dispositivo de comutação. Para limitar as correntes na ligação em paralelo, foram associados conversores DC/DC a cada módulo e ligados através de um barramento DC com um inversor central. Os conversores DC/DC, que eram também responsáveis pelo rastreio do **MPP**, são protótipos. Pode esperar-se que os fabricantes venham a adoptar esta solução. As medições de longo prazo revelaram que a energia produzida era superior a **30 %** para a ligação em paralelo, quando comparada com a ligação em série para esta fachada.

Com geradores não sombreados, ou com baixo nível de sombreamento, os níveis de energia que são possíveis serem produzidos por um sistema fotovoltaico, são independentes da sombra que afecta o gerador. Neste caso, graças à montagem mais simples e mais efectiva do ponto de vista do custo, os inversores de cadeia de módulos podem proporcionar a melhor solução económica.

Se não é possível evitar o sombreamento do sistema, a ligação dos geradores em paralelo permite reduzir substancialmente as perdas de energia e, conseqüentemente, aumentar a eficiência do sistema de geração, especialmente se houver lugar a um planeamento cuidadoso que leve a que o sombreamento se produza apenas num número limitado de fileiras. As desvantagem destes geradores, como são as perdas por efeito de Joule nos cabos resultantes das maiores correntes ou o aumento dos custos de instalação, são mais do que compensadas pelo aumento da produção, sobretudo quando os outros efeitos que afectam o desempenho do sistema, como é o desajuste das características dos módulos, têm um maior efeito do que a interligação em paralelo. Os programas de simulação standard para sistemas fotovoltaicos, são insuficientes para tomar em linha de conta estas situações complexas;

de modo que, particularmente quando existe sombreamento directo, os resultados da simulação devem ser julgados criticamente.

4.3.4 Sombreamento em campos fotovoltaicos inclinados

Os sistemas fotovoltaicos são frequentemente construídos em áreas planas (como por exemplo em telhados planos ou em espaços abertos). É assim possível encontrarem-se sistemas na posição horizontal. Contudo, dado que a maior produção de energia é conseguida quando existe uma inclinação óptima, os sistemas fotovoltaicos estão maioritariamente inclinados. Em Portugal, ângulos superiores a **20°**, levam a um aumento da produção superior a **10 %**, em comparação com uma instalação horizontal. Para além disso, os sistemas horizontais têm de ser limpos com maior frequência, pelo facto de ocasionarem maiores perdas como resultado da acumulação de sujidades.



Figura 4.12 - Sombreamento de um campo fotovoltaico inclinado

Para especificar a utilização de uma área concreta, é empregue o factor de utilização de área “f”. Este é definido como o rácio entre a largura do módulo e a distância entre as filas de módulos.

$$F = \frac{b}{d}$$

Normalmente tem-se por resultado um factor de utilização de área “f” situado entre **0** e **1**, ou entre **0 %** e **100 %**. Um factor de utilização de área de **100 %**, pode originar uma sombra mútua considerável entre as filas individuais de módulos.

Com um baixo ângulo de inclinação β , o sombreamento é menor e a área pode ser melhor utilizada. Contudo, nessa situação a produção solar anual diminui. Por esta razão, é normalmente escolhido um ângulo de inclinação de **20** a **50°** e um factor de utilização da área situado entre **35** e **45 %**. A distância entre as filas de módulos depende tanto da largura dos módulos como dos ângulos de inclinação e de elevação.

$$d = \frac{b \times \text{sen}(180^\circ - \beta - \gamma)}{\text{sen} \gamma}$$

Como uma boa solução de compromisso, muitas vezes escolhe-se o ângulo de altitude solar mínimo no Inverno (Lisboa **28°**) como o valor do ângulo de sombreamento (ângulo de elevação a partir do qual existe sombreamento).

Redução das perdas por sombreamento mútuo entre módulos fotovoltaicos inclinados

Existem dois métodos empíricos que se têm provado eficazes:

1. reduzindo as perdas: Distância $d_1 = 3,5 \times$ altura h
2. tendo em conta uma utilização óptima da área: Distância $d = 2,25 \times$ largura do módulo b

As perdas de energia resultantes dependem também do sombreamento da célula e do módulo, e do desenho do sistema.

Normalmente, se o factor de utilização de área é reduzido a valores inferiores a **35 %**, então é quase impossível o aumento da produção de energia. Em Portugal não se justifica a redução do ângulo de inclinação a valores inferiores a **20°**, para factores de utilização inferiores a **100 %**.

4.4 Questionário para a caracterização do prédio

O questionário que de seguida se apresenta, é concebido para um sistema fotovoltaico a instalar no telhado de uma casa uni-familiar ou geminada. Sempre que possível, o cliente deve fornecer cópias dos documentos da construção (planta da casa e do terreno, alçados, telhado).

Os grandes sistemas fotovoltaicos requerem uma inspecção do local mais detalhada. Se necessário poderá basear-se no presente modelo, ao desenvolver o seu próprio questionário. Se o sistema estiver parcialmente sombreado, poderá também ser utilizado um questionário adicional.

Por forma a avaliar o efeito de sombreamento no sistema fotovoltaico, poderá ser desenhado um esquema semelhante ao que a seguir se indica. O esquema pode ser efectuado durante o questionário no próprio local, juntamente com os pontos cardeais, ou na cópia do plano do local. Para os prédios novos, deverá ser considerado se posteriormente haverá lugar ou não à implantação de novos edifícios na vizinhança mais próxima. Para além disso, também deverá ser considerado o crescimento das árvores.

Os seguintes aspectos deverão ser assinalados no esquema ou na cópia do plano do local (com fotografias adicionais, caso seja necessário):

- A área do telhado tendo em conta a orientação
- A área útil para o sistema fotovoltaico
- As chaminés, antenas, parabólicas
- Os prédios situados nas proximidades (distância e altura aproximada)
- As árvores (distância e altura aproximada). Catalogar: conífera ou árvore de folhas caducas
- As linhas aéreas (electricidade, telefone), caso possam interferir (sombreamento) com o sistema fotovoltaico
- Outras sombras: projecções de edifícios, janelas de sótão, ...

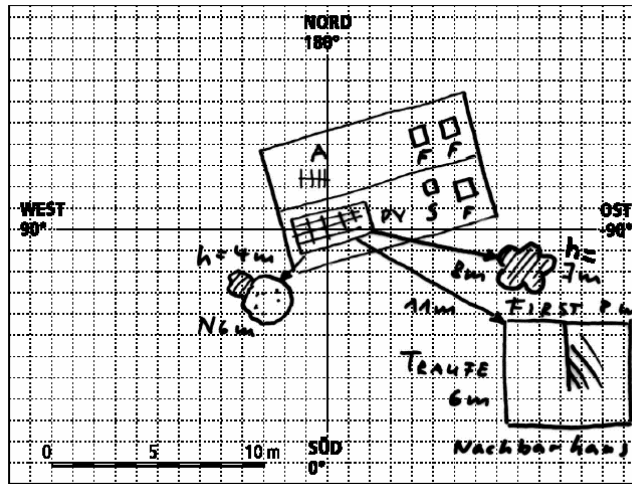


Figura 4.13 - Exemplo de um esquema

A silhueta da sombra pode ser registada de acordo com a secção 4.3.2 e assinalada no respectivo mapa de trajectória solar (no final da secção). Caso esta análise seja efectuada durante a visita inicial ao local, o cliente pode já receber uma estimativa preliminar no que diz respeito ao efeito provocado pela presença de sombras. O grau da latitude pode ser determinado pela figura 2.21, no intuito de seleccionar o mapa da trajectória solar a aplicar.

Questionário do Sistema fotovoltaico

Nome do Cliente _____
 Rua, número _____
 Código postal, localidade _____
 Concelho _____
 Telefone (privado) _____
 Telefone (do trabalho): _____ das _____ às _____
 Fax: _____ Endereço do local da construção _____
 Caso seja necessário: Arquitecto _____
 Electricista _____
 Construtor civil _____

Área disponível do telhado: _____ Comprimento (m) x largura (m) = _____ (m²)

Com os seguintes elementos do telhado: Chaminé _____ Antena _____
 Clarabóia _____ Para-raios _____
 Janela de Sótão _____ Outros: _____

Documentos úteis

Planos de construção	Planta do local Elevações	Planta da casa Alçados	Plano do telhado Descrição do Prédio
Fotografias	Telhado Caixa do contador	Vista da casa com a área escolhida Situação da casa sob a influência de sombreamentos	

Desejos do cliente

Tipo de módulo PV:	Montagem no telhado Monocristalino Película fina	Integração com o telhado Policristalino	Outras: _____ Amorfo
Potência fotovoltaica aproximada	kWp		
Investimento máximo	Euros		
Produção energética desejada	kWh/a		
Área máxima	m ²		

Outros documentos:

Telhado

Formato do telhado	Com frontão Telhado em albarda Em dente de serra Outros: _____	Telhado plano Piramidal Empena com albarda parcial	Telhado de uma só água Telhado de mansarda
Cobertura do telhado	Ardósia Telhas Telha de goteira Outra: _____	Ondulada Areia grossa Telha plana	Papelão alcatroado Betume Telha romana
Construção do telhado		Isolamento térmico?	Sim Não
Infra-estrutura do telhado			
Distância entre os caibros	= m		
Acessibilidade do telhado		Grua necessária	Andaime necessário
Acesso com veículo	Sim Não		
As aberturas do telhado podem ser utilizadas para esticar cabos?			Sim Não
	Telhas de ventilação		Outras aberturas do telhado

Gerador Fotovoltaico, Inversor e Contador

Orientação do gerador fotovoltaico	de -90° (Este) via 0° (sul) a +90° (oeste)		
Ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico	de 0° (horizontal) a 90° (vertical)		
Existe pára-raios?	Sim Não		
Local da ligação de terra do gerador fotovoltaico			
Lugar da caixa de junção geral do gerador			
Onde está o contador de electricidade?	Cave Arrecadação	Corredor fora do prédio: distância = _____m	Sala Outra localização
Ligação do contador			
Há espaço para o contador?	Sim Não		
Também há espaço para o inversor?	Sim Não		
Lugar do inversor			
Lugar do interruptor de corte principal (DC)			

Linhas e instalação

Comprimento aproximado do cabo:

Distância entre o gerador fotovoltaico e a caixa de junção:	m
Distância entre o gerador fotovoltaico e a barra de distribuição equipotencial:	m
Distância entre a caixa de junção e o inversor:	m
Distância entre o inversor e o quadro eléctrico de distribuição:	m

Localização e tipo de instalação para o cabo principal DC

Localização e tipo de instalação para o cabo de ligação AC

É preciso abrir furos no telhado? Sim Não N^o

Outros

Consumo anual de electricidade? KWh/a

Prédios novos Questões sobre a implantação futura de novos edifícios nas vizinhanças imediatas

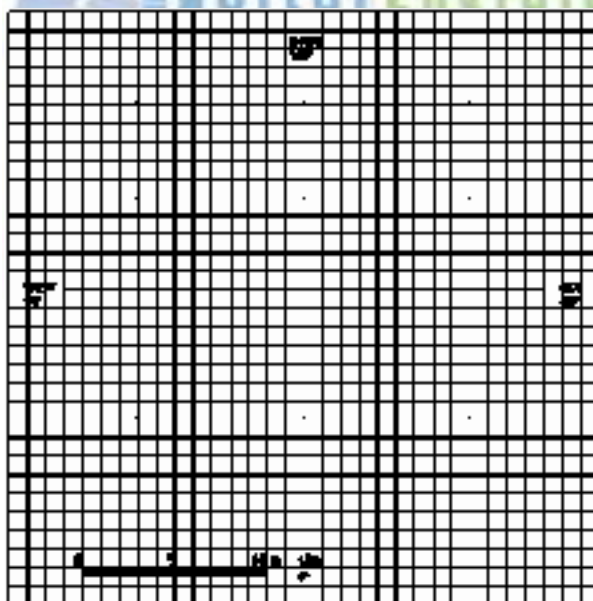
Com sombra Utilizar a listagem de sombreamentos

É um prédio histórico ou está situado numa zona especial de conservação?
Sim Não

Listagem de Sombreamentos

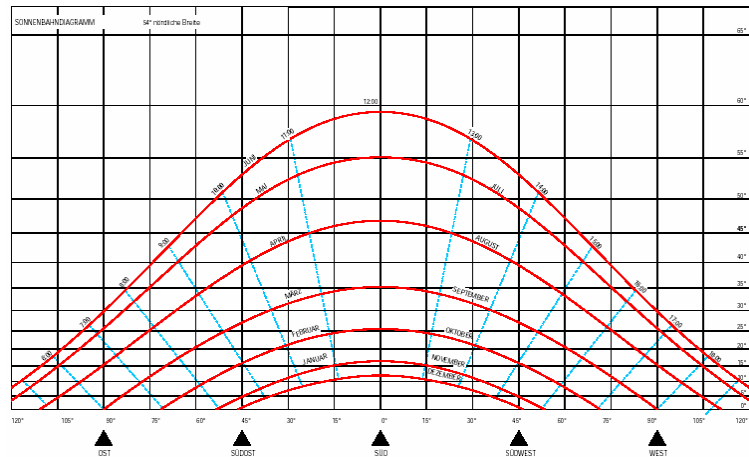
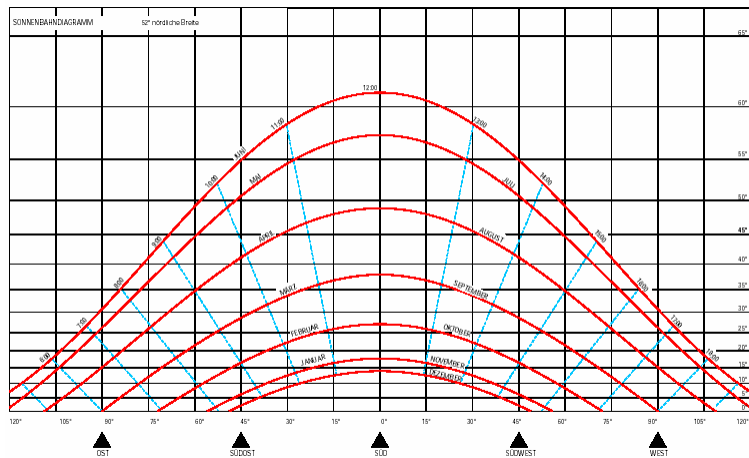
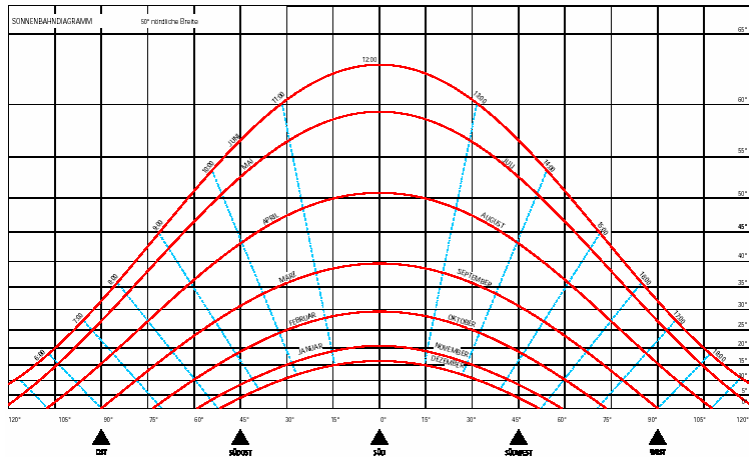
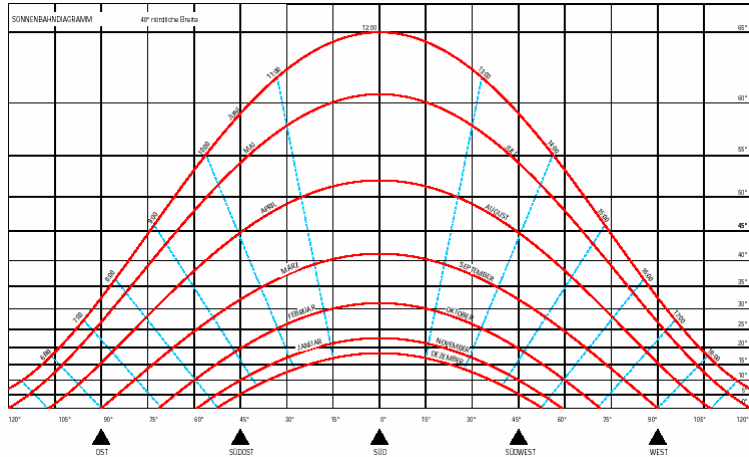
Esquema
(tirar fotografias
se necessário)

àrea do telhado (anotar orientação)
àrea útil para o sistema fotovoltaico
(colocar o centro do sistema fotovoltaico no origem das coordenadas)
Chaminés, antenas e parabólicas
Prédios contíguos (distância aproximada e altura)
Árvores (distância aproximada e altura)
Catalogar: árvores coníferas e de folhas caducas
Linhas aéreas (electricidade/telefone)
Outras sombras: projecções de edifícios



Legenda

PV = Área útil para sistema fotovoltaico
C = Chaminé
W = Janela de sótão
C = conífera
A = Antena
D = árvore de folhas caducas



5 PLANEAMENTO E CONCEPÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM LIGAÇÃO À REDE

No final do presente capítulo, encontram-se disponíveis várias fichas de registos, que servem de apoio ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico com ligação à rede.

5.1 Dimensionamento do sistema e selecção do módulo fotovoltaico

Durante a visita ao local procede-se à escolha, na presença do cliente, da área mais apropriada para a instalação do sistema fotovoltaico. A ficha de registo de dados do edifício deverá incluir as especificações do sistema: orientação, inclinação, área disponível, tipo de montagem, sombreamentos, comprimento dos cabos, localização do inversor.

Os módulos são então escolhidos em função:






- do tipo de material: monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe e CIS e,
- do tipo de módulo: módulo standard com ou sem armação, módulo semitransparente, telha fotovoltaica, etc. (ver capítulos 3 e 8).

Com base nestas especificações, é seleccionado o módulo que irá ser instalado. As especificações técnicas do módulo escolhido determinam os passos seguintes do dimensionamento do sistema. Primeiro, será determinado o número de módulos que podem ser instalados na área disponível. Este número permitirá determinar de forma aproximada a potência total do sistema fotovoltaico.

Regra empírica: 1 kWp = aproximadamente 10 m² de área fotovoltaica.

A tabela seguinte poderá ser utilizada para um cálculo mais preciso das necessidades de área, em função do tipo de material celular a instalar:

Tabela 5.1 - Áreas a considerar para os sistemas fotovoltaicos

Zellmaterial	Benötigte PV-Fläche für 1 kW _p
Monokristallin	7 - 9 m ² 
Polykristallin	8 - 11 m ² 
Dünnschicht: Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)	11 - 13 m ² 
Cadmiumtellurid (CdTe)	14 - 18 m ² 
Amorphes Silizium	16 - 20 m ² 

A aplicação de módulos semitransparentes requer maiores áreas, de acordo com o factor percentual de transparência dos módulos.

Por sua vez, questões como o desenho da instalação, a montagem e a integração arquitectónica do módulo fotovoltaico com o edifício, desempenham também um papel importante no estabelecimento da área de instalação. Estes assuntos serão abordados com maior detalhe no capítulo 8.

5.2 Concepção do sistema fotovoltaico

Durante muito tempo, foi comum a instalação de um conversor DC/AC (inversor) central, para todo o sistema fotovoltaico. Actualmente, nem sempre os sistemas fotovoltaicos com potências nominais de vários **kWp**, têm um único e poderoso inversor. Em particular, nos sistemas de dimensão média, existe a crescente tendência para a instalação de vários inversores de pequena dimensão (conceito de inversor descentralizado).

Os inversores descentralizados têm sido desenvolvidos para as cadeias de módulos – os designados inversores de cadeia de módulos, ou directamente integrados nos próprios módulos, constituindo um módulo AC.

Cada uma das três configurações mencionadas tem vantagens e desvantagens, conforme o tipo de aplicação. Nos caso dos inversores descentralizados, deverão ser preferencialmente utilizados para sub-sistemas com áreas de captação individuais com diferentes orientações e inclinações, ou que estão parcialmente sombreados.

5.2.1 Conceito do inversor central

Configuração do sistema para tensões reduzidas

Nas gamas de tensão reduzida ($UDC \leq 120 \text{ V}$, segundo as Regras Técnicas de Instalações Eléctricas de Baixa Tensão), um número reduzido de módulos (3 a 5 módulos standard) são ligados em série numa fileira. Uma das principais vantagens destas curtas fileiras reside na menor influência da sombra no comportamento da fileira, uma vez que o módulo com o maior sombreamento determina a corrente total da fileira. Para além disso, as perdas totais dependem do número de fileiras sombreadas, pelo que o número de módulos sombreados tem uma menor influência no comportamento global do sistema.

Para uma tensão inferior a **120 V**, é possível instalar material eléctrico de protecção classe III (ver tabela 5.2). A principal desvantagem desta configuração reside nas elevadas correntes resultantes, o que obriga à selecção de maiores secções para os condutores, por forma a reduzir as perdas resistivas.

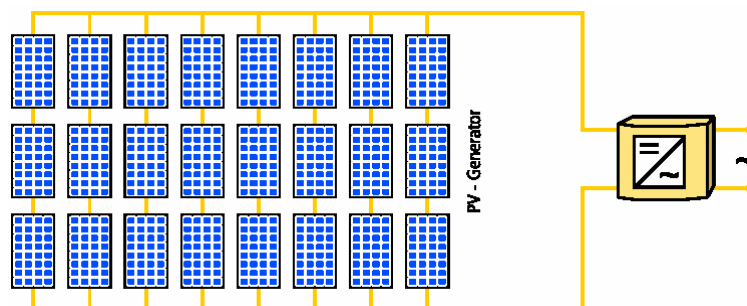



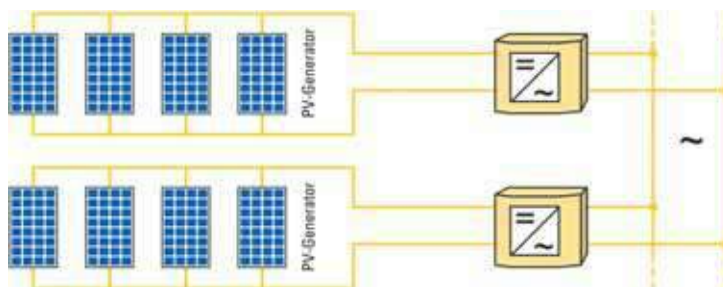


Figura 5.1 - Configuração do sistema de tensão reduzida com um inversor central

Tabela 5.2

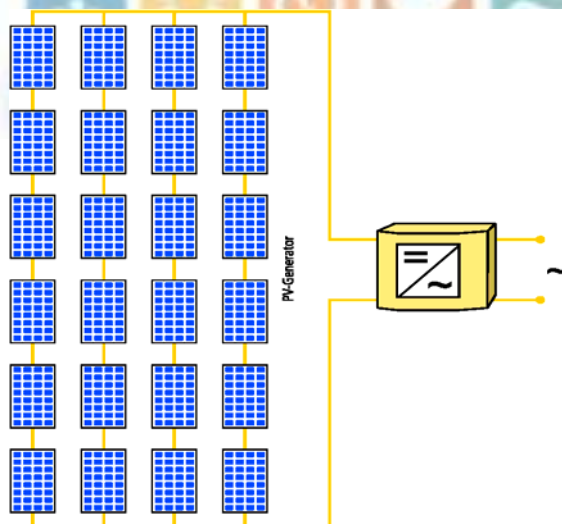
Classificação da protecção eléctrica		Símbolo
Classe I	O aparelho está ligado ao condutor de terra	
Classe II	Isolamento de protecção (duplo ou reforçado)	
Classe III	Segurança ou protecção de tensão reduzida (máxima AC: 50 V, máxima DC: 120 V)	

Nas instalações com módulos de película fina, por vezes é feita a ligação em paralelo de módulos individuais.

**Figura 5.2 - Configuração da ligação em paralelo**

Configuração do sistema para níveis de tensão superiores a 120 V

Para fileiras compridas de módulos fotovoltaicos, para os maiores níveis de tensão associados ($U_{DC} > 120 \text{ V}$), são necessários equipamentos de classe II de isolamento. A principal vantagem destas configurações são as menores correntes que atravessam os condutores, pelo que é possível reduzir a secção transversal dos cabos. A maior desvantagem reside no aumento das perdas energéticas, em virtude do maior impacto do sombreamento nas longas fileiras.

**Figura 5.3 - Configuração do sistema para níveis de tensão superiores a 120 V com um inversor central**

Configuração do inversor “mestre-escravo”

Os sistemas fotovoltaicos de maior dimensão usam frequentemente um inversor central configurado segundo o princípio “mestre-escravo”. Esta configuração é caracterizada por possuir vários inversores centrais (geralmente dois a três inversores), entre os quais é dividida a potência total. Um dos inversores assume o papel de “mestre” e opera nos períodos de baixa irradiação. O aumento do nível de irradiação, leva o inversor mestre ao limite da sua potência, pelo que activa o inversor seguinte (inversor escravo).

Com o intuito de equilibrar o regime de operação entre os diferentes inversores, os inversores “mestre” e “escravo” permutam periodicamente de funções (rotação de papéis).

A principal vantagem desta configuração, reside no facto de que, para menores níveis de irradiação, apenas opera um inversor (o mestre), resultando numa maior eficiência global do sistema (particularmente nos intervalos de baixa potência). Contudo, os custos de investimento desta configuração são naturalmente superiores aos custos equivalentes para um único inversor central.

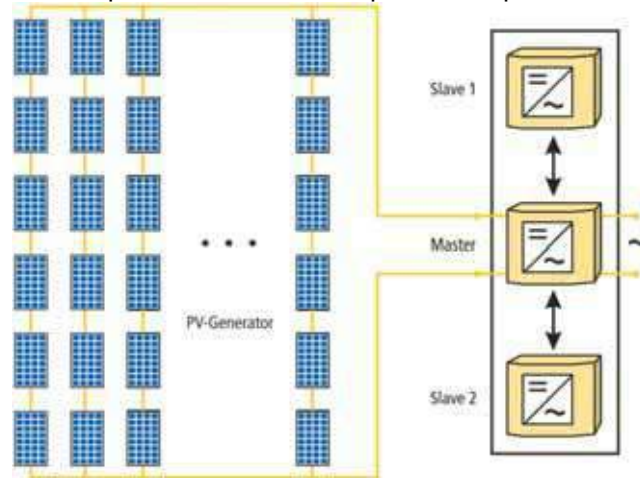


Figura 5.4 - Configuração “mestre-escravo” centralizada

O sistema fotovoltaico de **1 MWp** instalado no telhado de *Neue Messe München*, no Centro de Exibições de Munique (Alemanha), representa um bom exemplo de uma configuração de inversores “mestre-escravo”.



Figura 5.5 - Sistema fotovoltaico de 1 MWp do Centro de Exibições *Neue Messe München*, em Munique

Fotografia: Shell Solar

5.2.2 Conceito dos inversores de cadeia de módulos

Nos sistemas compostos por campos fotovoltaicos com diferentes orientações ou sujeitos a sombreamentos, a instalação de um inversor por cada campo ou fileira de módulos, permite uma melhor adaptação da potência às condições de irradiação. Nestas configurações tem de existir um especial cuidado para ligar módulos que estão sujeitos a semelhantes condições ambientais (orientação e sombreamento). Como já foi visto anteriormente, para fileiras muito compridas, o sombreamento poderá estar na origem de desequilíbrios em termos de potência, dado que o módulo com a menor irradiação determina a corrente que circula na fileira.

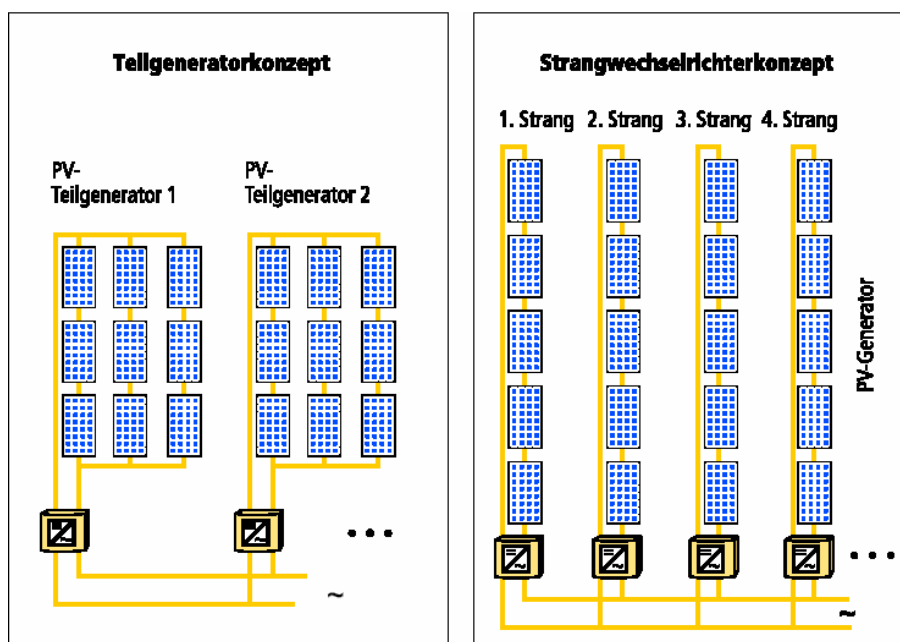


Figura 5.6 - Configurações do sistema para várias unidades conversoras DC/AC de cadeia de módulos

A utilização de inversores de cadeia de módulos, facilita a instalação de sistemas fotovoltaicos e pode, em certos casos, reduzir consideravelmente os custos de instalação. Os inversores são frequentemente montados na proximidade imediata do gerador fotovoltaico, sendo ligados individualmente à cada fileira. Estes inversores estão normalmente disponíveis para potências que variam entre **500 e 3.000 watts**.

Quando se escolhe um local exterior para a instalação, deve-se ter em conta que mesmo cumprindo o grau de protecção **IP 65**, as condições ambientais (variação da temperatura, humidade, etc.) têm implicações na probabilidade da ocorrência de falhas e no período de vida útil do dispositivo. Por este motivo, os inversores devem estar pelo menos protegidos da radiação solar directa e da chuva.

A ligação dos inversores às fileiras de módulos, tem as seguintes vantagens em comparação com a configuração de inversores centralizados:

- omissão da caixa de junção geral do gerador fotovoltaico,
- redução do comprimento da cablagem do módulo para as interligações em série,
- omissão do cabo principal DC.

O sistema fotovoltaico de **1 MWp** da Academia Superior de Educação do Estado Federal de Rhin do Norte - Westphalia no Herne (Alemanha), é um exemplo de uma configuração híbrida que utiliza inversores de cadeia de módulos. Neste caso são utilizados 569 inversores de cadeia. A concepção arquitectónica teve em consideração o uso de 6 diferentes tipos de módulos fotovoltaicos. Formaram-se dezasseis diferentes configurações em série, pelo que os níveis de tensão são por vezes consideravelmente diferentes. Os inversores de cadeia de módulos fazem o ajuste entre as diferentes tensões **MPP** das fileiras.



Figura 5.7 - Sistema fotovoltaico de 1 MWp da Academia de Ensino Superior em Herne (Alemanha)



Figura 5.8 - Inversores de fileira de módulos ao longo do sistema fotovoltaico de Herne
Fotografia: Flabeg

5.2.3 Conceito das unidades integradas inversor/módulo

Um dos pré-requisitos para a maior eficiência global do sistema, consiste na compatibilidade entre os inversores e os módulos fotovoltaicos. Seria por certo mais vantajoso se cada módulo estivesse funcionando permanentemente no seu ponto de máxima potência (**MPP**). Na prática isto é possível. No entanto, o ajuste do **MPP** será sempre mais bem sucedido se os módulos fotovoltaicos e os inversores forem integrados numa única unidade. Estas unidades módulos/inversores estão actualmente disponíveis no mercado e são designadas por módulos AC.

Alguns dos inversores integrados são tão pequenos que podem ser montados na própria caixa de junção do módulo.

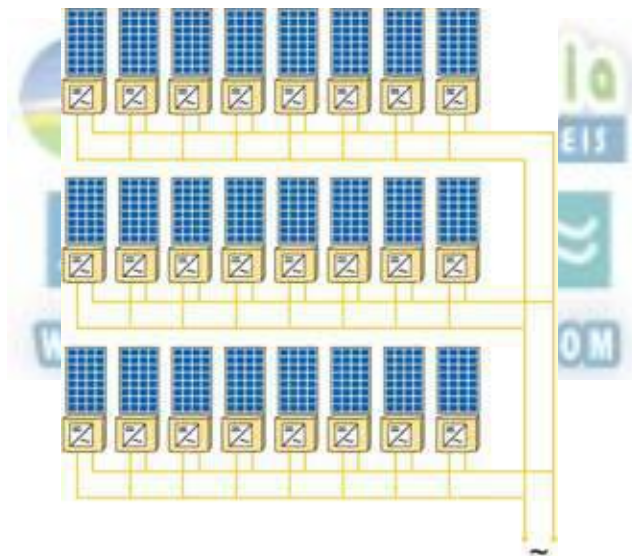


Figura 5.9 - Configuração do sistema com módulos AC

Outra das vantagens destes módulos, reside na sua modularidade, pois nas restantes configurações a expansão do sistema fotovoltaico não é tão simples. Os módulos AC permitem que os sistemas fotovoltaicos sejam reforçados conforme o desejado, ou que sejam constituídos por um único módulo.

Aponta-se com frequência que a maior desvantagem destes módulos é a sua menor eficiência. Na realidade, não existe uma diferença tão significativa em relação aos inversores centralizados, conforme se mostra na figura 5.11. Para além disso, a menor eficiência é compensada pela maior produção energética que resulta do óptimo ajuste para o ponto **MPP** dos respectivos módulos.



Figura 5.10 - Unidade conversora DC/AC integrada no módulo
Fotografia: NKE

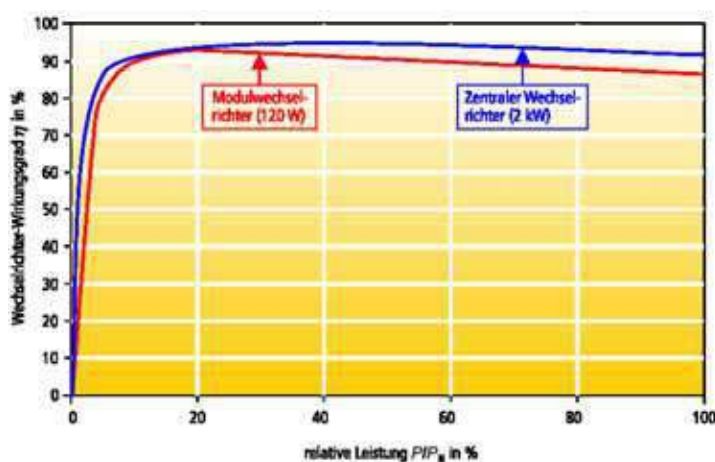


Figura 5.11 - Curvas de eficiência para os inversores centralizados e integrados

Os módulos AC ainda são relativamente caros. Só poderão existir vantagens em termos de custo, depois dos módulos AC e dos respectivos inversores estarem amplamente disponíveis no mercado.

Na montagem dos módulos AC, deverá existir a preocupação de se facilitar o acesso aos módulos, por forma a permitir a substituição dos inversores defeituosos. Igualmente importante é a monitorização dos inversores individuais, através do registo dos dados operacionais mais relevantes e da sinalização de falhas. Por este motivo, os fabricantes oferecem sistemas já configurados para a possibilidade de monitorização, através de um computador e de um software apropriado.

A configuração das unidades integradas módulo/inversor, é vantajosa nos sistemas integrados em fachadas, particularmente no caso de existirem consideráveis sombreamentos parciais na fachada, devido à envolvente ou às projecções das reentrâncias da fachada. O edifício residencial e de escritórios de Moritzplatz (Berlim), é um claro exemplo da integração de módulos AC em fachadas. Estas unidades geradoras injectam energia eléctrica na instalação eléctrica colectiva do prédio.



Figura 5.12 - Fachada fotovoltaica com módulos AC em Moritzplatz (Berlim)

5.3 Local da instalação do inversor

O inversor central deverá, sempre que seja possível, ser instalado junto da caixa do contador ou na sua proximidade. Se as condições ambientais o permitirem, fará sentido instalar o inversor perto da caixa de junção geral do gerador. Este procedimento permite reduzir as perdas de energia que ocorrem através do cabo principal DC, assim como reduzir os custos de instalação. Os grandes inversores centralizados são frequentemente instalados junto com outros dispositivos eléctricos, tais como aparelhos de ligação, de protecção, de corte, etc., num armário/quadro de potência.

Os inversores de cadeia de módulos, protegidos por invólucros com graus de protecção **IP 65**, são normalmente instalados nos telhados. Porém, a experiência demonstra que estes dispositivos deveriam estar protegidos da chuva e da radiação solar directa. Ao escolher o local da instalação, é crucial que se mantenham as condições ambientais exigidas pelo fabricante do inversor, especialmente em termos de humidade e de temperatura. O ruído produzido pelo inversor (dependendo da potência e do fabrico), deverá também ser considerado.

5.4 Dimensionamento do inversor

As especificações técnicas dos inversores proporcionam importante informação para o dimensionamento e a instalação dos sistemas fotovoltaicos, pelo que é fundamental que sejam respeitadas. A configuração do sistema e da instalação eléctrica determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores.

5.4.1 Determinação da potência

O número de inversores deriva da potência estimada para o sistema fotovoltaico e do tipo de sistema escolhido. Como regra geral, dado que os inversores são fornecidos para vários níveis de potência e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, é utilizado um rácio entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de **1:1**. Qualquer desvio é tomado com base neste rácio e definido para o seguinte intervalo:

Intervalo de potência: $0.7 \times P_{PV} < P_{INV DC} < 1.2 \times P_{PV}$

Os inversores integrados nos módulos e os inversores de cadeia de módulos, estão particularmente sujeitos a elevadas cargas térmicas devido à localização da instalação (montagem no exterior, telhado, etc.), pelo que neste caso deverá sempre ser escolhida uma potência do inversor superior à potência do gerador fotovoltaico.

No caso da aplicação de módulos amorfos, deverá também ter-se em atenção na fase de desenho, a degradação progressiva da potência. Os módulos amorfos podem ter inicialmente uma potência superior em **15 %** da potência nominal, na qual apenas irão estabilizar ao fim dos primeiros meses de funcionamento. Este efeito, que resulta da degradação inicial da luz (ver capítulo 3), deverá ser tomado em conta ao determinar a tensão e a corrente do inversor. Durante o período de degradação, a tensão operacional poderá ser aproximadamente **11 %** superior à tensão nominal e a corrente operacional **4 %** superior.

Em termos gerais, poderá ser favorável a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente menor do que a potência do gerador fotovoltaico ($P_{WR DC} < P_{PV}$), dado que a eficiência do inversor é relativamente baixa para as gamas de potência operacionais inferiores a **10 %** da potência nominal. Ao longo do ano, os valores de irradiância são raramente superiores a **850 W/m²**, pelo que a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos é raramente atingida no seu funcionamento normal. Na realidade, a potência operacional dos sistemas fotovoltaicos é próxima de **50 %** da potência nominal. Com o intuito de otimizar a eficiência do inversor, este é frequentemente sub-dimensionado. Esta prática permite manter os elevados níveis de eficiência do inversor (rendimentos superiores a 90%), mesmo para baixos níveis de irradiância solar (ver figura 5.13, linha verde).

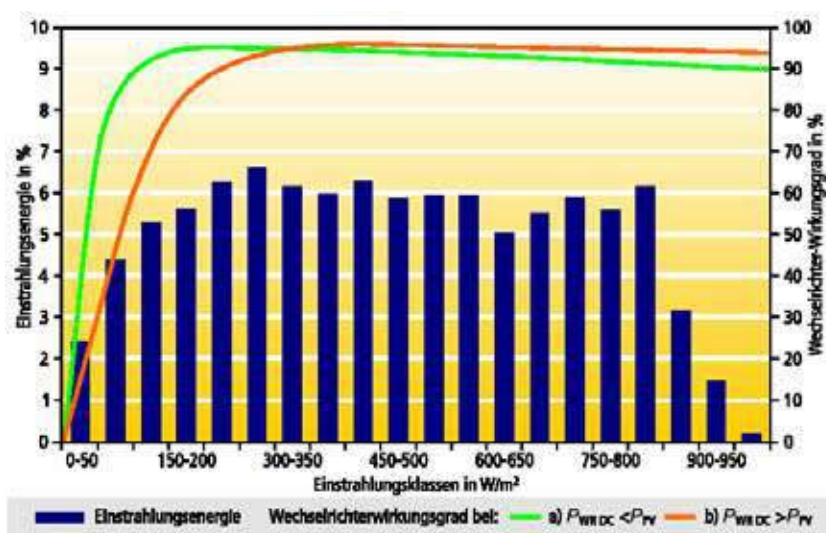


Figura 5.13 - Energia versus irradiância e curvas do inversor

Se o inversor for sobredimensionado ($P_{INV DC} > P_{PV}$), a taxa de crescimento da eficiência do inversor em função da irradiância é menor, pelo que os maiores níveis de eficiência são só atingidos para elevadas irradiâncias.

Para além da irradiância, existem outros factores que afectam a potência nominal do gerador fotovoltaico, nomeadamente:

- 1) a deficiente orientação ou o sombreamento dos módulos fotovoltaicos,
- 2) o aumento da temperatura do módulo, sobretudo devido a uma deficiente ventilação que leva a que a potência do módulo decresça fortemente,
- 3) as perdas por desajuste dos módulos e outras perdas DC entre o gerador fotovoltaico e o inversor (perdas nos cabos, etc.).

Ao sub-dimensionar o inversor, é fundamental ter em conta o comportamento do inversor no caso de sobrecargas, por forma a assegurar as condições mínimas de segurança (ver capítulo 3 "Comportamento em caso de sobrecarga"). Em nenhum momento, poderá ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor. Esta é a principal razão pela qual a secção que se segue é fundamental para o correcto dimensionamento do inversor.

5.4.2 Escolha da tensão de entrada

A amplitude da tensão no inversor, resulta do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série numa fileira. Uma vez que a tensão do módulo e a tensão total do gerador fotovoltaico dependem da temperatura, são determinantes no dimensionamento as situações operacionais extremas do Inverno e do verão.

Quando se dimensiona o sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do gerador fotovoltaico. O intervalo **MPP** do inversor deve incorporar, conforme pode ser visto na figura que se segue, os pontos **MPP** da curva característica do gerador para diferentes temperaturas. Para além disso, deve-se ter em conta a tensão limite de operação e a tensão máxima admissível do inversor.

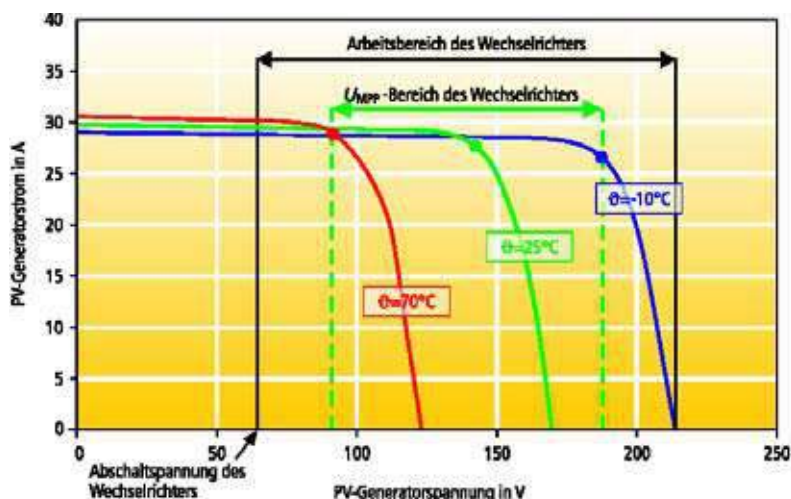


Figura 5.14 - Curvas características do gerador fotovoltaico e intervalo operacional de um inversor

Número máximo de módulos por fileira

O primeiro valor limite deriva da estação fria para uma temperatura do módulo de **-10 °C**. Para baixas temperaturas, a tensão de funcionamento do módulo aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Se o inversor for desligado num dia soalheiro de inverno (por exemplo devido a uma falha de rede), a tensão do circuito aberto será demasiadamente elevada para se poder voltar a ligar o sistema em segurança. Esta tensão deve ser menor do que a tensão DC máxima admissível do inversor. Caso contrário o inversor poderá ficar danificado. Assim, o número máximo de módulos ligados em série deriva do quociente entre a tensão DC máxima admissível do inversor e a tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de **-10 °C**.

$$n_{max} = \frac{U_{max(INV)}}{U_{OC(Módulo -10°C)}}$$



A tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de **-10 °C**, nem sempre vem especificada nas fichas técnicas fornecidas pelos fabricantes. No seu lugar é especificada a variação da tensão ΔU em % ou em **mV** em função da temperatura, expressa em **°C**. Este coeficiente de temperatura é sempre acompanhado de um sinal negativo.

A fórmula seguinte permite calcular a tensão de circuito aberto para uma temperatura de **-10 °C**, a partir da tensão do circuito aberto nas condições de referência **CTS** ($U_{OC(CTC)}$):

ΔU em % por cada °C

$$U_{OC(Módulo -10°C)} = \left(1 - \frac{35°C \times \Delta U}{100}\right) \times U_{OC(CTS)}$$

ΔU em mV por cada °C:

$$U_{OC(Módulo -10°C)} = -35°C \times \Delta U$$

Se não for fornecido nenhum destes dados, é possível usar a figura 3.55 (capítulo 3) para determinar o valor correspondente. Esta figura mostra que a tensão de circuito aberto de um módulo mono ou policristalino à temperatura de **-10 °C** sofre um aumento de **14 %** em relação às condições de referência **CTS**.

$$U_{OC(Módulo -10°C)} = 1.14 \times U_{OC(CTS)}$$

Número mínimo de módulos por fileira

No verão, os módulos instalados no telhado podem estar sujeitos a temperaturas superiores a **70 °C**. Esta temperatura serve geralmente de base para determinar o número mínimo de módulos de uma fileira. Com um bom sistema de ventilação, pode estimar-se uma temperatura máxima de **70 °C** em Portugal.

Para os elevados níveis de radiação do Verão, um sistema fotovoltaico terá uma tensão aos seus terminais inferior àquela que se verifica para as condições de referência **CTS** (tensão nominal que consta da ficha técnica do módulo), devido às elevadas temperaturas a que está sujeito. Se a tensão operacional do gerador cair abaixo da tensão **MPP** mínima do inversor, a eficiência global do sistema ficará comprometida e, na pior das hipóteses, poderá provocar o corte do inversor. Por este motivo, o sistema deverá ser dimensionado de tal modo que, o número mínimo de módulos ligados em série numa fileira, derive do quociente entre a tensão mínima **MPP** de entrada do inversor e a tensão **MPP** do módulo à temperatura de **70 °C**.

A fórmula seguinte permite calcular o número mínimo de módulos que é possível ligar em série numa fileira:

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP(INV_{\min})}}{U_{MPP(Módulo\ 70^{\circ}C)}}$$

Se a tensão do módulo no **MPP** a **70 °C** não for especificada na folha de dados do fabricante, esta poderá ser calculada a partir da tensão **MPP** nas condições de referência **CTS** ($U_{MPP(CTS)}$), através do coeficiente ΔU em % ou em **mV** por cada **°C**, como se segue:

ΔU em % por cada **°C**:

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

ΔU em **mV** por cada **°C**:

$$U_{MPP(Módulo\ 70^{\circ}C)} = U_{MPP(CTS)} + 45^{\circ}C \times \Delta U$$

Em geral, pode assumir-se de que a tensão **MPP** de um módulo mono ou policristalino à temperatura de **70 °C**, cairá cerca de **18 %** em relação às condições de referência **CTS**.

$$U_{MPP(Módulo\ 70^{\circ}C)} = 0.82 \times U_{OC(CTS)}$$

A temperatura máxima da célula fotovoltaica é determinada em função da localização do módulo. Para sistemas instalados em telhados ou integrados numa fachada sem ventilação, as células poderão atingir temperaturas até **100 °C**. Neste caso, para determinar o número mínimo de módulos por fileira, recorre-se à tensão U_{MPP} para uma temperatura de **100 °C**. Poderemos usar novamente a figura 3.55. Para os sistemas caracterizados por longas fileiras, um extenso sombreamento pode causar uma queda considerável da tensão **MPP**. Estes factores deverão ser tomados em conta na fase de dimensionamento. Ao permitir verificar os níveis limites de tensão das fileiras e determinar a frequência com que ocorrem, os programas de simulação podem fornecer uma crucial informação para a optimização do sistema.

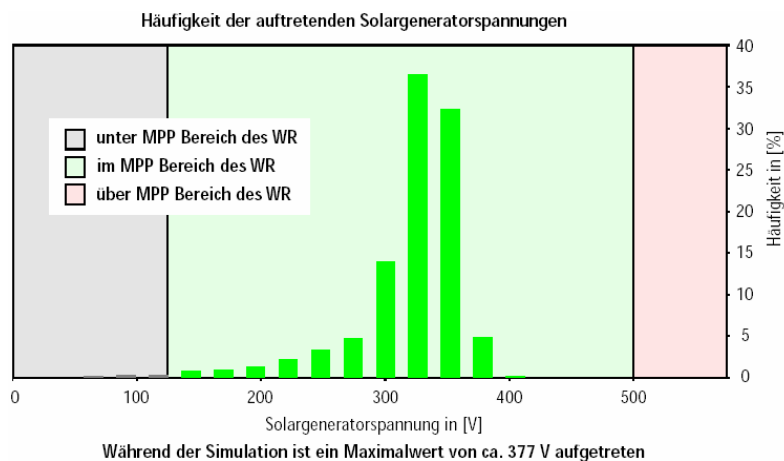
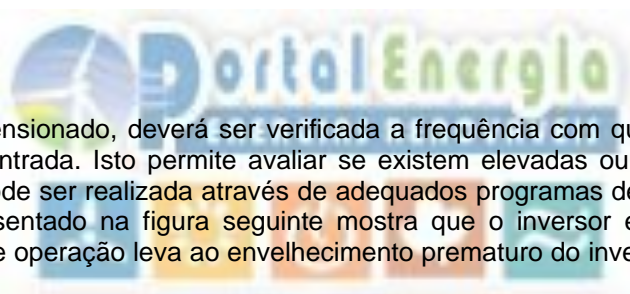


Figura 5.15 - Determinação da frequência das tensões do gerador solar através do programa de simulação SolEm

5.4.3 Determinação do número de fileiras

Para completar o dimensionamento, devemos verificar se em algum momento a corrente do gerador fotovoltaico ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. O número máximo de fileiras deverá ser igual ao quociente entre os valores máximos da corrente do inversor e da fileira de módulos.

$$N_{Fileira} \leq \frac{I_{max(INV)}}{I_{n Fileira}}$$



Se o inversor for sub-dimensionado, deverá ser verificada a frequência com que o inversor opera com excessivas correntes de entrada. Isto permite avaliar se existem elevadas ou ligeiras sobrecargas do inversor. Esta avaliação pode ser realizada através de adequados programas de simulação. O resultado da simulação que é apresentado na figura seguinte mostra que o inversor está sujeito a uma forte sobrecarga. Este regime de operação leva ao envelhecimento prematuro do inversor ou à destruição dos componentes electrónicos.

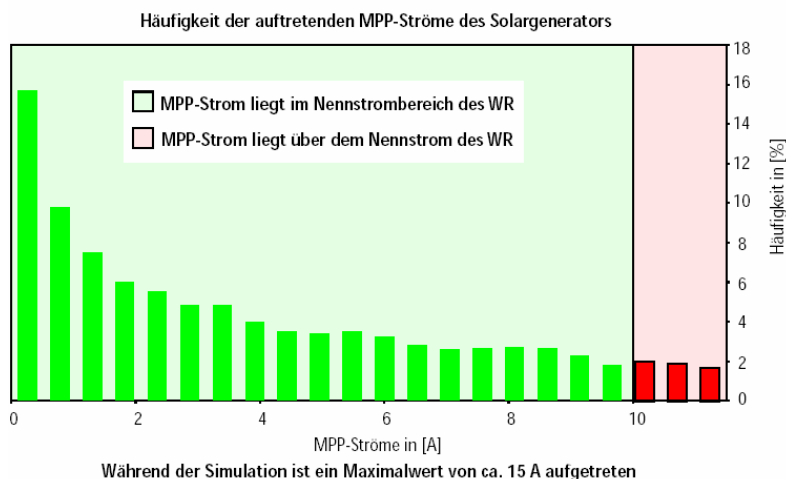


Figura 5.16 - Determinação da frequência das correntes do gerador solar através do programa de simulação SolEm

5.4.4 Dimensionamento através de programas de simulação

Conforme já foi referido, os inversores podem ser dimensionados através de adequados programas de simulação. A título de exemplo, a figura seguinte mostra a mensagem de erro apresentada pelo programa **PVS 200**, que resulta de uma incorrecta concepção do sistema fotovoltaico. À semelhança do **PVS 200**, os programas de simulação **PV- Sol**, **PVS** e **SolEm**, fornecem avisos de dimensionamento



incorrecto quando são ultrapassados os valores limites. Estes programas de simulação são descritos em detalhe no capítulo 7.



Figura 5.17 - Mensagem de erro do programa de simulação PVS devido a um incorrecto dimensionamento

5.5 Dimensionamento dos cabos

Com o dimensionamento do inversor é possível produzir um esquema geral da instalação. Ao fazê-lo deverá ser determinado o comprimento aproximado de cada cabo.

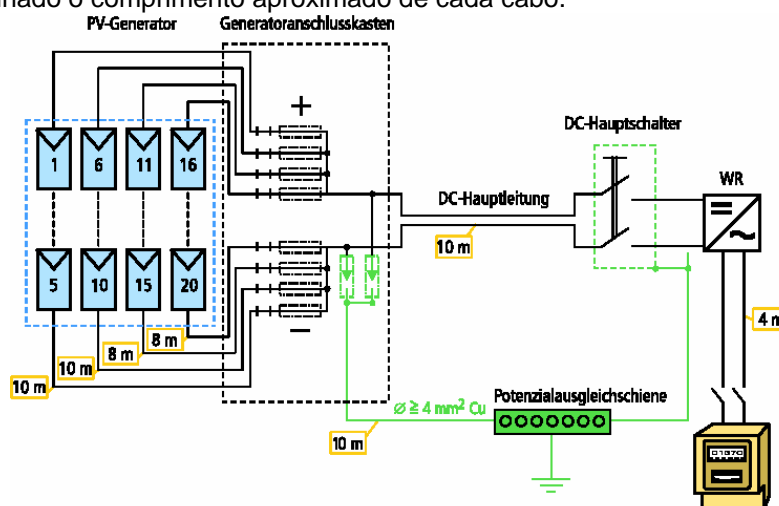


Figura 5.18 - Exemplo do esquema eléctrico de um sistema de 2 kWp com inversor central

No dimensionamento dos cabos devem ser observados três critérios essenciais: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas na linha.

Tensão nominal

A tensão dos sistemas fotovoltaicos, normalmente não ultrapassa a tensão nominal dos cabos standard (tensões nominais situadas entre 300 e 1.000V). Nos maiores sistemas fotovoltaicos, com longas fileiras de módulos, a tensão nominal no cabo deverá ser confrontada com a tensão de circuito aberto do gerador para $T = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Corrente máxima admissível

A secção transversal do cabo é finalmente dimensionada em função da intensidade de corrente máxima de serviço que atravessa o cabo. Neste caso, a consulta às tabela dos fabricantes de cabos permitirá seleccionar o cabo que melhor responde às condições que lhe são impostas.

A corrente máxima que pode fluir pelo módulo ou pelo cabo da fileira, é obtida pela diferença entre a corrente do curto-circuito do gerador e a corrente de curto-circuito de uma única fileira:

$$I_{max} = I_{CCPV} - I_{CCFileira}$$

Na prática podem ocorrer duas situações: o cabo é dimensionado em função do valor de intensidade de corrente máxima, ou então é instalado um aparelho de protecção contra sobre-intensidades em cada fileira, pelo que a corrente máxima I_{max} terá de ser menor ou igual à corrente máxima admissível da canalização eléctrica I_z , ou à corrente de não funcionamento do dispositivo protector I_{nf} .

$$I_{max} \leq I_z$$

De acordo com a norma europeia **IEC 60364-7-712**, o cabo da fileira tem de ser capaz de transportar **1,25** vezes a corrente de curto-circuito do gerador, e estar protegido contra falhas de terra e curto-circuitos.

A corrente máxima admissível dos condutores é influenciada pela temperatura ambiente, pelo agrupamento de condutores e de cabos, e pelo encaminhamento dos cabos (por exemplo, pelo interior de tubagens, entre vigas, pela parte posterior do estuque, enterrados, etc.). Para uma dada temperatura ambiente de referência, os fabricantes de cabos fornecem tabelas das correntes máximas admissíveis dos cabos e dos condutores. Para a determinação das correntes admissíveis reais da instalação, aqueles valores deverão ser multiplicados pelos factores de correcção associados a cada um dos parâmetros citados anteriormente.

A temperatura nas coberturas pode atingir valores próximos de **70 °C**, pelo que estes níveis de temperatura devem ser considerados quando se dimensiona o cabo da fileira para as instalações colocadas em telhados. No caso de instalações integradas no telhado, os cabos das fileiras são dimensionados para uma temperatura de serviço de **55 °C** e não têm de ser resistentes aos raios UV. Com base nestes pressupostos, e para o correcto dimensionamento da cablagem dos sistemas fotovoltaicos instalados em edifícios, fará sentido obter dos fabricantes os factores de correcção dos cabos para as temperaturas de **55 °C** e **70 °C**.

Os cabos da fileira são normalmente agrupados até à caixa de junção do gerador. A disposição e o afastamento entre os cabos e os condutores também deve ser tido em conta através do equivalente factor de conversão.

Na protecção individual dos cabos das fileiras, deve-se ter em atenção que a corrente de curto-circuito é aproximadamente igual à corrente nominal da fileira. Este facto condiciona o tipo de fusíveis que é possível utilizar para a protecção dos cabos da fileira contra curto-circuitos.

Os fusíveis são normalmente distribuídos pelas várias fileiras dos grandes sistemas fotovoltaicos. A secção transversal do cabo da fileira pode assim ser determinada a partir da corrente limite de não fusão do fusível da fileira. Neste caso, a corrente máxima admissível do cabo (I_z), deverá ser superior à corrente nominal do aparelho de protecção (I_n), e inferior à corrente limite de não fusão do mesmo (I_{nf}). Por sua vez o I_{nf} não poderá ser superior a 1,15 vezes o I_z .

$$I_n \leq I_z \leq I_{nf} \leq 1,15 I_z$$

No intuito de evitar cortes intempestivos, a corrente nominal do fusível I_n terá de ser, pelo menos, **1,25** vezes maior do que a corrente nominal da fileira I_n Fileira.

$$I_n \geq 1,25 I_n \text{ Fileira}$$

Uma vez que pode ocorrer uma falha de isolamento nos dois condutores activos, positivo e negativo, os fusíveis devem proteger todos os condutores de fase. Para o condutor de protecção poderão ser utilizados tanto fusíveis como disjuntores. No entanto, deve-se verificar se os disjuntores são adequados para o funcionamento numa linha DC.

Redução das perdas no cabo

O processo de dimensionamento da secção dos cabos deve também tomar em consideração a necessidade de reduzir o mais possível as perdas resistivas. O esboço da norma Alemã **VDE 0100 Parte 712 (1998)**, sugere que a queda da tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior

a **1 %** da tensão nominal do sistema fotovoltaico para as condições de referência **CTS**. Este critério limita a 1% as perdas de potência através dos cabos DC do sistema fotovoltaico.

A prática demonstra que para sistemas que operam com níveis de tensão DC superiores a **120 V** ($U_{MPP} > 120 \text{ V}$), esta recomendação é mantida sem grandes problemas. No entanto, para tensões reduzidas ($U_{MPP} < 120 \text{ V}$), é possível que a queda da tensão no circuito supere o limite de **1 %**, mesmo usando cabos com uma secção nominal de **6 mm²**. Esta situação ocorre sobretudo no caso de existirem grandes distâncias entre o inversor e o gerador fotovoltaico.

Por este motivo, e para este tipo de sistemas, é assumido uma queda de **1 %** de tensão no cabo de fileira e uma queda adicional de **1 %** no cabo principal, como limite de dimensionamento.

A corrente de serviço é determinada de acordo com as condições de irradiância, e é geralmente inferior à corrente nominal do sistema, obtida para as condições de referência **CTS**. Para intensidades de corrente iguais a metade da corrente nominal, as perdas que resultam da equação $P = I_s^2 \times R$ são uma quarta parte das perdas sob condições nominais.

Por este motivo, quando se utiliza como limite de dimensionamento uma queda de tensão admissível de **2 %** para as condições de referência **CTS**, é de esperar que as perdas totais anuais no circuito DC não sejam superiores a **1 %**. As vantagens associadas a este desenho do sistema compensam as maiores perdas, particularmente nas situações de sombreamento (ver capítulo 5 “Conceito da instalação eléctrica para tensões reduzidas”).

5.5.1 Dimensionamento do cabo da fileira

Tabela 5.3

Parâmetros eléctricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo do módulo e da fileira	L_M	M
Perdas na linha em condições de referência CTS	P_M	W
Secção transversal do cabo do módulo e da fileira	A_M	Mm ²
Condutividade eléctrica (cobre $K_{CU} = 56$; alumínio $K_{AL} = 34$)	κ	m/($\Omega \times \text{mm}^2$)
Potência da fileira nas condições de referência CTS	P_{Fi}	W
Tensão da fileira	U_{MPP}	V
Corrente da fileira	I_{Fi}	A
Número de fileiras do gerador fotovoltaico	N	-

Após determinar a secção transversal do cabo da fileira com base na corrente máxima admissível, este resultado deverá ser confrontado com o limite de **1 %** da queda de tensão admissível na linha. As fórmulas que se seguem permitem calcular a secção transversal do cabo da fileira, assumindo o mesmo comprimento para todos os cabos das fileiras. Neste caso, assume-se que haverá uma perda de potência de **1 %** em relação à potência da fileira para as condições de referência **CTS**.

$$A_M = \frac{2 \times L_M \times I_{Fi}}{1\% U_{MPP} \times \kappa}$$

$$A_M = \frac{2 \times L_M \times I_{Fi}^2}{1\% P_{Fi} \times \kappa}$$

$$A_M = \frac{2 \times U_{MPP} \times P_{Fi}}{1\% U_{MPP}^2 \times \kappa}$$

O resultado obtido deve ser arredondado para o maior valor aproximado das secções nominais dos cabos standard (2,5mm², 4mm² e 6mm²).

As perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico, para as secções escolhidas, podem ser determinadas através das seguintes fórmulas:

$$P_M = \frac{2 \times N \times L_M \times I_{Fi}^2}{A_M \times \kappa}$$

$$P_M = \frac{2 \times N \times L_M \times P_{Fi}^2}{A_M \times U_{MPP}^2 \times \kappa}$$

Diferentes configurações do sistema fotovoltaico correspondem normalmente a diferentes comprimentos das linhas de cabos. Por forma a reduzir as perdas por efeito de Joule no transporte da energia, corresponderão também a diferentes secções transversais.

Nestas situações poderá ser usada a seguinte fórmula geral:

$$P_M = \frac{2 \times I_{Fi}^2}{\kappa} \times \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \frac{L_3}{A_3} + \dots \right)$$

O comprimento dos cabos de cobre das fileiras de módulos, pode ser obtido a partir dos seguintes gráficos, considerando as secções nominais standard dos cabos. Nestas projecções foram definidas perdas máximas na linha de **1 %**.

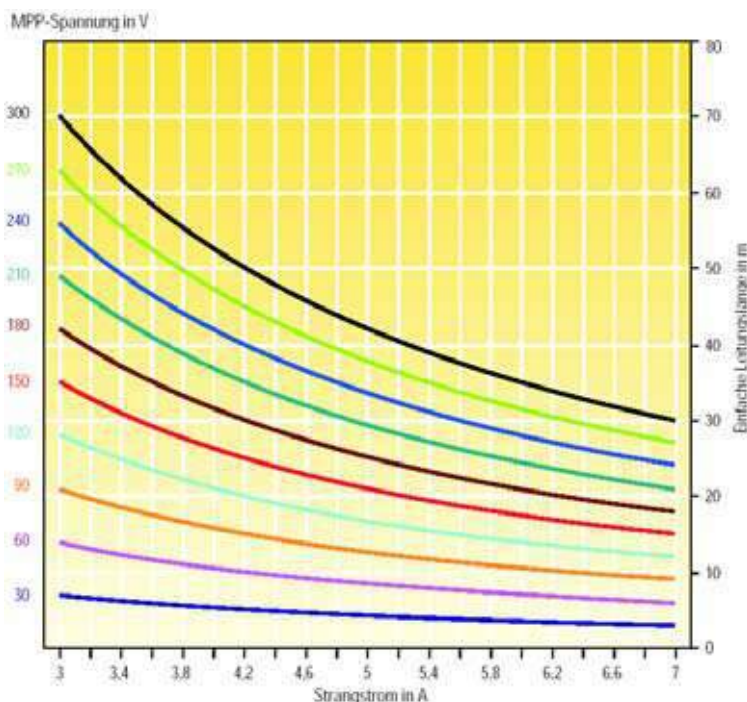


Figura 5.19 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção A=2.5 mm², para uma tensão MPP inferior a 300 V

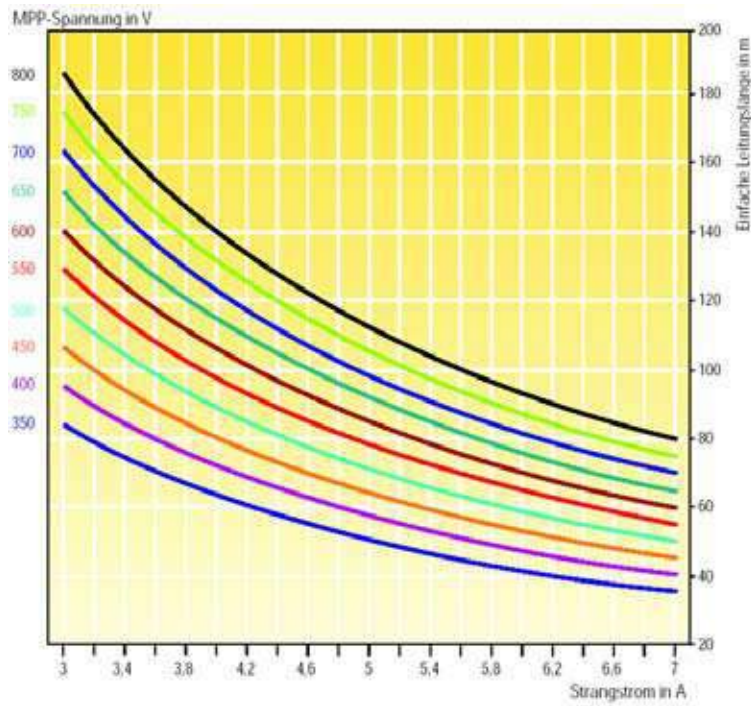


Figura 5.20 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=2.5\text{mm}^2$, para uma tensão MPP superior a 300V

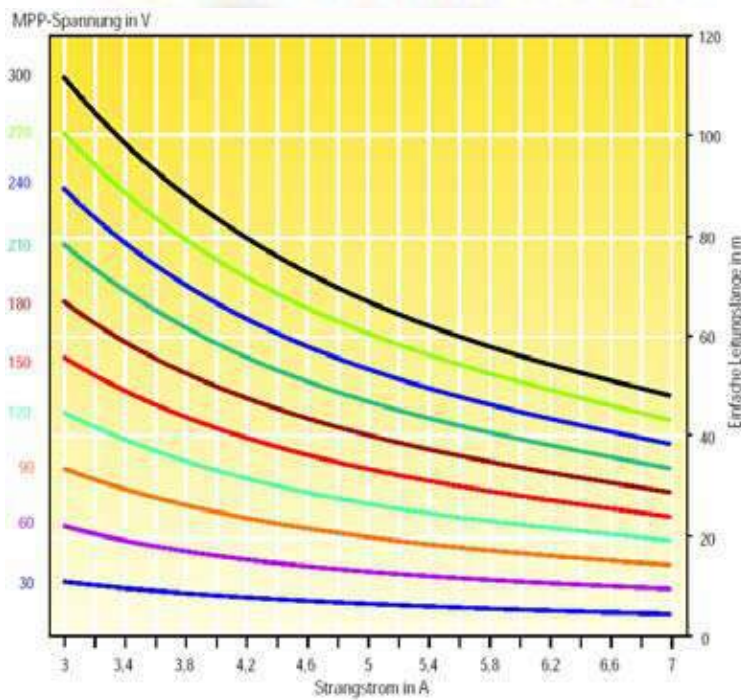


Figura 5.21 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=4\text{mm}^2$, para uma tensão MPP inferior a 300V

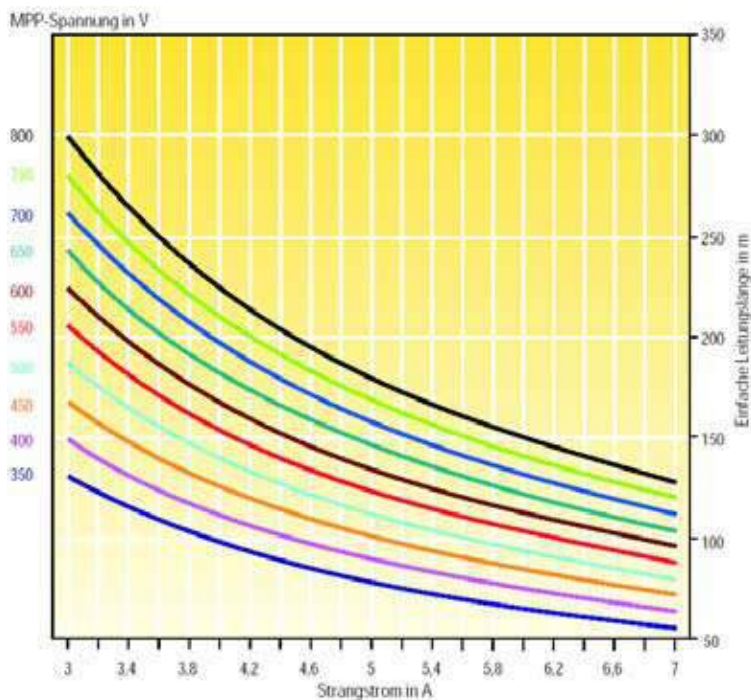


Figura 5.22 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção A=4mm² , para uma tensão MPP superior a 300V

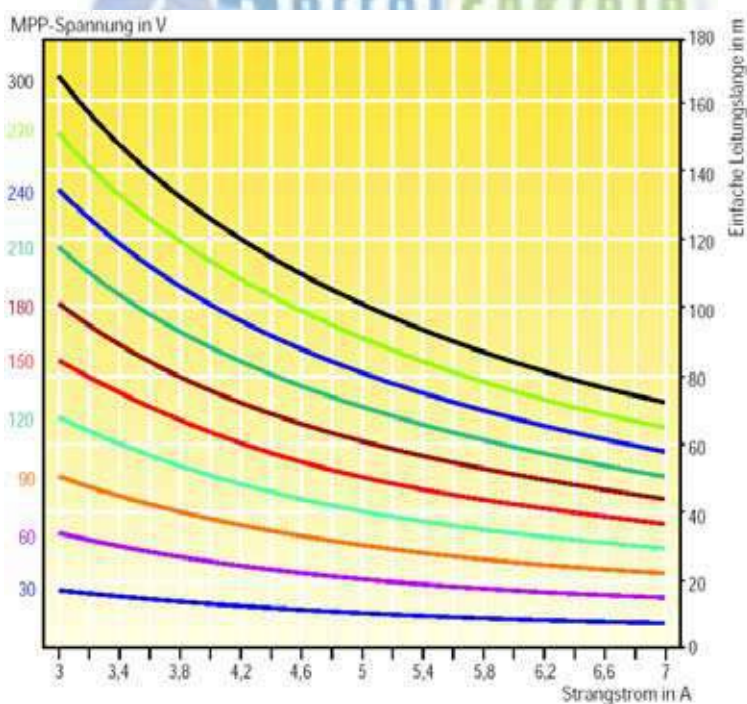


Figura 5.23 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção A=6mm² , para uma tensão MPP inferior a 300V

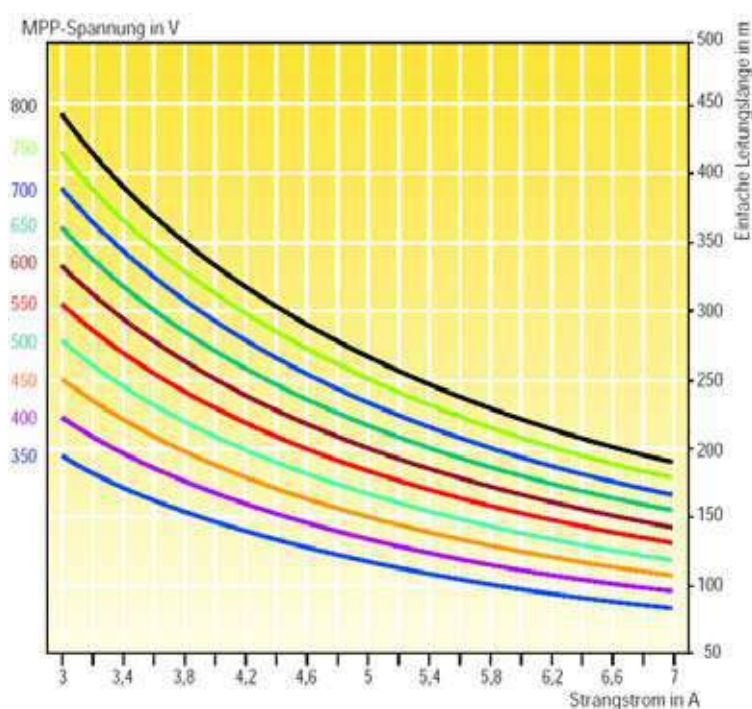


Figura 5.24 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=6\text{mm}^2$, para uma tensão MPP superior a 300V

5.5.2 Dimensionamento do cabo principal DC

Tabela 5.4

Parâmetros eléctricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo principal DC	L_{DC}	m
Perdas na linha do cabo principal DC	P_{DC}	W
Secção transversal do cabo principal DC	A_{DC}	mm^2
Condutividade Eléctrica (cobre $K_{Cu} = 56$; alumínio $K_{Al} = 34$)	κ	$\text{m}/(\Omega \times \text{mm}^2)$
Potência nominal do gerador fotovoltaico	P_{FV}	Wp
Tensão nominal do gerador fotovoltaico	U_{MPP}	V
Corrente nominal do gerador fotovoltaico	I_n	A

O cabo principal DC, assim como as linhas dos vários campos fotovoltaicos, devem ser capazes de transportar a corrente máxima produzida pelo gerador fotovoltaico. Dado que a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico é ligeiramente superior à corrente nominal, os fusíveis não são adequados para protegerem a instalação contra curtos-circuitos. Como protecção contra falhas de isolamento e de protecção de terra, é recomendada a instalação de um aparelho de protecção de corte automático, sensível às tensões de contacto DC.

Adoptando mais uma vez a norma Alemã **IEC 60364-7-712**, sugere-se que o cabo principal DC seja dimensionado para **1,25** vezes a corrente de curto-circuito do gerador sob condições **CTS**.

$$I_{max} = 1.25 \times I_{CC\ PV}$$

A secção transversal do cabo terá de ser seleccionada em função da correspondente intensidade de corrente máxima admissível (I_z), atendendo às especificações do respectivo fabricante.

A corrente I_z é determinada pela seguinte relação:

$$I_{max} \leq I_z$$

A secção transversal do cabo pode então ser optimizada, assumido-se uma perda máxima de potência na linha de **1%**.

A secção transversal $S_{CABO\ DC}$ é determinada pela seguinte equação:

$$A_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \kappa}$$

Com o factor de perdas $FP = 1\%$ ou $FP = 2\%$ para tensões reduzidas.

O valor calculado para a secção transversal do cabo principal $A_{CABO\ DC}$, é arredondado para o maior valor aproximado das secções transversais standard (2,5mm², 4mm², 6mm², 10mm², 16mm², 25mm², 35mm² etc.).

As respectivas perdas no cabo principal $P_{CABO\ DC}$, são calculadas para a secção transversal do cabo seleccionado, de acordo com:

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{A_{DC} \times \kappa}$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times P_{FV}^2}{A_{DC} \times U_{MPP}^2 \times \kappa}$$

Para uma eficaz protecção de terra e de curto-circuito, são recomendados cabos isolados para os condutores positivos e negativos. Se forem usados cabos multipolares, o condutor de protecção de cor verde/amarelo não deverá estar sujeito a nenhuma tensão. Para as instalações fotovoltaicas situadas em locais onde existe o risco potencial de ocorrência de descargas atmosféricas, deverão ser usados cabos com ecrãs/blindagens (ver capítulo 5 “Protecção contra descargas atmosféricas”).

5.5.3 Dimensionamento do cabo de alimentação AC

Tabela 5.5

Parâmetros eléctricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo do ramal AC	L_{AC}	
Perdas na linha do ramal AC	P_{AC}	
Secção transversal do cabo do ramal AC	A_{AC}	
Condutividade eléctrica (cobre $K_{Cu} = 56$; alumínio $K_{Al} = 34$)	κ	m/($\Omega \times mm^2$)
Corrente nominal AC do inversor	I_{nAC}	
Tensão nominal da rede (monofásica: 230 V, trifásica 400 V)	U_n	
Factor de potência (entre 0.8 e 1)	$\cos \varphi$	-

Para o cálculo da secção transversal do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão máxima admissível na linha de **3%**, relativamente à tensão nominal da rede.

A secção transversal $A_{CABO\ AC}$ para uma instalação monofásica é calculado da seguinte forma:

$$A_{AC} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{3\% \times U_n \times \kappa}$$

e para um instalação trifásica:

$$A_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{3\% \times U_n \times \kappa}$$

Para potências fotovoltaicas até 5 kWp, são normalmente utilizadas secções de cabo $A_{CABO\ AC}$ até **6 mm²**. As perdas no cabo $P_{CABO\ AC}$ para a secção transversal escolhida, são determinadas através da seguinte fórmula:

Para uma instalação monofásica:

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{A_{AC} \times \kappa}$$

Para uma instalação trifásica:

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{A_{AC} \times \kappa}$$

Para além disso, a impedância da rede aos terminais do inversor não deve ser superior a **1,25 Ω**. Isto resulta numa resistência adicional para o cabo do inversor (ver secção 5.8.1). Esta resistência é determinada pelo comprimento (distância ao ponto de interligação da rede eléctrica pública) e secção transversal do cabo de alimentação AC.

5.6 Selecção das caixas de junção do gerador e dimensionamento do interruptor principal DC

Para a maioria das configurações de sistemas fotovoltaicos, as caixas de junção do gerador podem ser adquiridas junto dos fornecedores, já devidamente equipadas e montadas. Os fabricantes de módulos e de inversores oferecem várias alternativas que são adequadas para os sistemas standard. As caixas de junção fixadas no exterior, devem ficar protegidas em conformidade com o Código **IP 54** e devem ser resistentes aos raios UV. Recomenda-se no entanto a escolha de um local para a instalação que proteja a caixa de junção da chuva e da irradiação solar directa.

Ao escolher a caixa de junção, deve-se verificar se existe um número suficiente de terminais para a ligação dos cabos das fileiras. A caixa de junção do gerador deverá assegurar um grau de protecção de classe **II**. Deve ser assegurada uma fácil acessibilidade para qualquer trabalho de manutenção que seja necessário realizar. Nas caixas de junção com ligadores de aperto por parafuso, deve-se sempre verificar a qualidade das ligações, pois um erro de execução pode levar à falha de uma fileira inteira. As caixas de junção com ligadores de acoplamento por mola são as mais adequadas.

Os díodos de bloqueio das fileiras têm por função o desacoplamento eléctrico entre fileiras individuais. Estes díodos são apenas utilizados nos sistemas fotovoltaicos com inversores centrais em que os módulos estão sujeitos a importantes sombreamentos, ou então para módulos que não cumpram a protecção classe **II**. São integrados na caixa de junção geral do gerador, juntamente com dissipadores de calor. Para a protecção contra sobre-tensões, os descarregadores de sobre-tensão são ligados na caixa de junção aos terminais negativos e positivos, e à terra (ver secção 5.7). O interruptor principal DC é também frequentemente colocado na caixa de junção geral do gerador.

Faz também sentido ter um interruptor DC separado, imediatamente antes do inversor. Esta prática permite o isolamento do cabo principal DC, prevenindo a ocorrência de contactos directos devido a uma activação accidental do aparelho de corte (por exemplo, durante os trabalhos de manutenção do inversor).

De acordo com a norma europeia **IEC 60364-7-712**, deve ser instalado um aparelho de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este interruptor DC de corte bipolar deve ser dimensionado para a tensão máxima do circuito aberto do gerador solar à temperatura de **-10 °C** ($U_{oc(PV-10^{\circ}C)}$) e para **125 %** da corrente máxima do gerador (I_{CCPV}).

$$I_{DCIC} = 1.25 \times I_{CCPV}$$

Na selecção do interruptor deve-se verificar se este possui a capacidade de ligar e desligar a corrente directa em boas condições de segurança. As tomadas de encaixe dos cabos dos módulos, apenas podem funcionar como isoladores sem carga, pelo que não possuem poder de corte nem de fecho. Em nenhuma situação estes dispositivos poderão ser usados em substituição dos aparelhos de corte (ver capítulo 3).

A caixa de junção geral do gerador pode incorporar componentes eléctricos standard, num invólucro protegido contra impactos mecânicos. Na instalação dos aparelhos de corte, de protecção e de comando, é possível usar blocos terminais montados sobre calhas em perfilado. Nesta disposição, os terminais positivos e negativos deverão ser rigorosamente separados e protegidos contra falhas de terra e curto-circuitos.

Nos grandes sistemas fotovoltaicos, são muitas vezes necessárias várias caixas de junção. Na configuração dos inversores de cadeia de módulos, a caixa de junção geral do gerador pode ser dispensada, uma vez que as fileiras estão directamente ligadas ao inversor. Neste caso, os descarregadores de sobretensão (varistores) encontram-se integrados com os inversores de cadeia de módulos.

5.7 Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra

Em linhas gerais, aplicam-se os seguintes comentários para a protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobretensões:

- 1 os sistemas fotovoltaicos não aumentam, normalmente, o risco do edifício de vir a ser atingido por uma descarga atmosférica;
- 2 se já existir um sistema de protecção contra descargas atmosféricas no prédio, o gerador fotovoltaico deverá ser ligado ao mesmo. O circuito de protecção interno do sistema fotovoltaico deverá ser executado de forma cuidadosa. Exceptuam-se os sistemas fotovoltaicos que estão situados em locais expostos, que deverão possuir um sistema próprio de protecção contra descargas atmosféricas;
- 3 se não for instalado nenhum sistema de protecção contra descargas atmosféricas, o gerador fotovoltaico terá de ser ligado à terra e incorporado no conjunto equipotencial, excepto:
 - a. quando se usam módulos fotovoltaicos de classe igual ou inferior à Classe II;
 - b. para instalações fotovoltaicas protegidas e isoladas que operam com tensões contínuas reduzidas de segurança;
- 4 recomenda-se a instalação de descarregadores de sobretensão no barramento DC da caixa de junção geral do gerador;
- 5 normalmente, recomenda-se o uso de protecção contra sobretensões no lado AC.

A figura 5.24 proporciona uma vista geral das medidas, que devem ser tomadas para a protecção dos sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobretensões nos prédios em que não existem equipamentos sensíveis (equipamentos informáticos, ...). Estes comentários serão examinados com maior detalhe na secção seguinte.

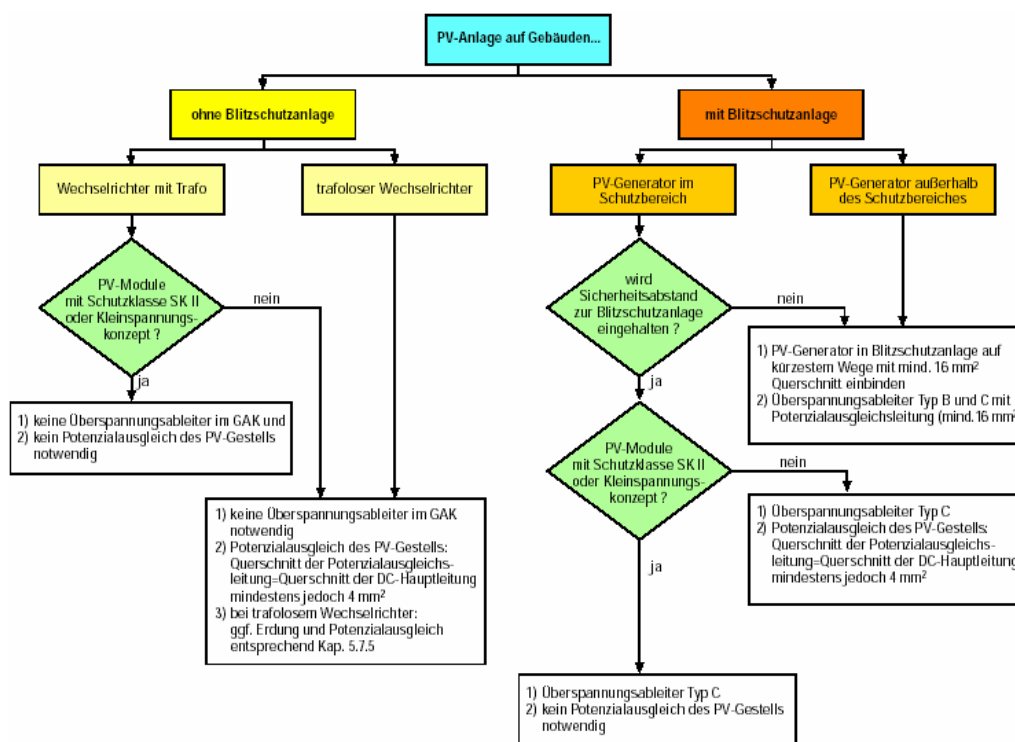


Figura 5.25 - Selecção das medidas de protecção contra descargas atmosféricas e sobre-tensões para sistemas fotovoltaicos instalados em prédios que não possuam equipamento sensível

5.7.1 Protecção contra descargas atmosféricas directas

A probabilidade de um prédio vir a ser atingido por um raio, pode ser determinada com base nas suas dimensões, na informação ambiental e no “índice cerámico”, que determina o número médio de dias de tempestade por ano para a respectiva região. Para uma área urbana, a probabilidade de uma casa ser atingida por uma descarga atmosférica, é de uma ocorrência em cada **1.000** anos. Numa quinta isolada na orla de uma montanha, a probabilidade da incidência de uma descarga atmosférica, aumenta para uma em cada **30** anos. Se esta quinta estiver numa localização não exposta, numa área rural com um número normal de tempestades, a probabilidade desce, de novo, para uma ocorrência em cada **500** anos [Bec97].

De um modo geral, um sistema fotovoltaico instalado num edifício, não aumenta o risco do edifício de poder vir a ser atingido por descargas atmosféricas directas. Por este motivo, construir um sistema fotovoltaico num edifício já existente, não implica forçosamente a instalação de qualquer sistema adicional de protecção contra descargas atmosféricas.

Em alguns casos particulares, quando o sistema fotovoltaico se encontra em locais expostos, poderá ser necessária a instalação de um sistema próprio de protecção contra descargas atmosféricas. Um exemplo desta situação, é o caso dos sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados planos dos edifícios, uma vez que o gerador fotovoltaico, como uma estrutura que se projecta para além do telhado, constitui um ponto preferencial de impacto.

O sistema de protecção externo contra descargas atmosféricas, compreende todo o equipamento e medidas para deter e escoar a descarga, consistindo num dispositivo de captação (captor), num condutor de escoamento da descarga (condutor de cobre, com uma secção mínima de 16 mm²) e no sistema de ligação à terra (aterramento). Deverá ser construído de acordo com o que é prescrito no Guia Técnico de Para-Raios, editado pela **DGE** - Direcção Geral de Energia (ver secção 5.7.5).

5.7.2 Protecção contra descargas atmosféricas indirectas

Cada impacto produzido por um raio, cria efeitos indirectos na área circundante, dentro de um perímetro aproximado de **1km**. Por esse motivo, a probabilidade de um prédio de poder ser afectado

indirectamente por um raio, é muito maior do que a probabilidade do prédio poder ser atingido por este. Pode assumir-se que, durante o tempo de vida útil de um sistema fotovoltaico, este será afectado numerosas vezes pelas descargas atmosféricas da área circundante.

Os efeitos indirectos das descargas atmosféricas, são essencialmente representadas por um acoplamento indutivo, capacitivo e galvânico. Estes acoplamentos geram transitórios, para os quais as instalações eléctricas dos prédios devem estar protegidas.

O sistema de protecção interno de um prédio contra descargas atmosféricas, abrange todas as medidas e equipamentos que respeitam não só a protecção dos dispositivos electrónicos (entre outros) dos efeitos indirectos das descargas atmosféricas, como também dos efeitos da flutuação da tensão da rede pública principal.

Quanto maior for o risco de um prédio de poder vir a ser atingido por um raio, e a importância dos equipamentos electrónicos que abriga, mais abrangentes serão as medidas que deverão ser tomadas para a protecção interna contra descargas atmosféricas. Um requisito prévio para a protecção interna contra descargas atmosféricas, é a ligação equipotencial dos elementos condutores (guia técnico de pára-raios, norma IEC 364-5-54). Através do barramento de terra, todos os sistemas condutores, tais como as canalizações metálicas de água, de gás, de aquecimento, ... , devem ser ligadas ao eléctrodo de terra (ver secção 5.7.5).

O raio pode ser acoplado indutivamente nos módulos fotovoltaicos, nos cabos dos módulos e no cabo principal DC. O acoplamento indutivo nos módulos fotovoltaicos com armações metálicas, é perto de metade daquele que se verifica com os módulos fotovoltaicos sem armação. No intuito de reduzir o acoplamento nos condutores activos, cada condutor activo de uma fileira (positivo e negativo) deve estar tão próximo um do outro quanto possível.

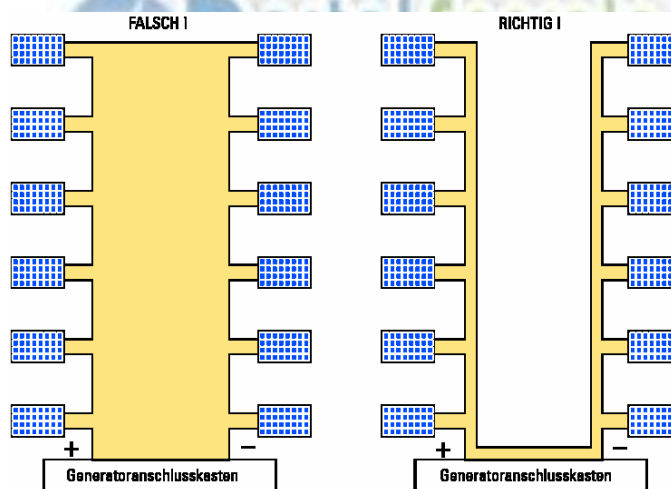


Figura 5.26 - Cabos do circuito do gerador

Neste caso, devemos estar seguros de que os cabos estão correctamente protegidos contra curto-circuitos. Quanto menor for a área amarela da anterior figura, menor será a tensão induzida pela corrente da descarga nos cabos dos módulos.

Recomenda-se o uso de cabos isolados blindados, nos sistemas fotovoltaicos que estão expostos a descargas atmosféricas. A secção do cabo blindado deve ser no mínimo de **16 mm²** (cobre). O extremo superior da blindagem deverá estar bem ligado à sub-estrutura metálica de apoio e às armações dos módulos fotovoltaicos, segundo o traçado mais curto possível. Se não forem usados cabos blindados, terão de ser ligados aos condutores activos descarregadores de sobre-tensão, com uma corrente nominal de descarga de cerca de **10 kA**. Com cabos blindados, é suficiente usar descarregadores de sobre-tensão com uma corrente nominal de fugas aproximada de **1 kA**.

Os descarregadores de sobre-tensão têm por função proteger os sistemas fotovoltaicos e os dispositivos electrónicos, do acoplamento indutivo e capacitivo, assim como da ocorrência de sobre-tensões na rede eléctrica pública. Normalmente, a protecção contra sobre-tensões é instalada na caixa de junção geral

do gerador. Nos locais expostos a raios, são instalados aparelhos de protecção contra sobre-tensões, antes e depois do inversor.

Tabela 5.6

Tipo	U _c (AC)	U _c (DC)
75	75 V	100 V
150	150 V	200 V
275	275 V	350 V
320	320 V	420 V
440	440 V	585 V
600	600 V	600 V

A norma Alemã **DIN VDE 0675, Parte 6**, estabelece a diferença entre dois tipos de descarregadores, tipo **B** e tipo **C**, de acordo com as classes **SPD I e II** para a **norma IEC 61643-1**. Os descarregadores de tipo **B**, Classe **I**, podem escoar directamente para a terra descargas atmosféricas, e são utilizados quando existe um risco elevado de incidência de descargas atmosféricas. Os descarregadores de sobre-tensões Tipo **C**, Classe **II**, são utilizados normalmente nos lados DC e AC, com correntes nominais de descarga de **1 kA** por cada unidade de potência instalada (kWp). A tensão operacional **U_c** (DC) do descarregador, tem de corresponder, no mínimo, à tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico. A seguinte tabela mostra os tipos e tensões recomendadas para os descarregadores AC e DC.

Um descarregador de sobre-tensão deve estar ligado entre cada pólo e a terra. Com os protectores de sobre-tensão tipo **C**, Classe **II**, as tensões de referência deverão ser igual a **1,4** vezes a tensão máxima fotovoltaica (E VDE 0126 Part 31). Para os locais com elevada probabilidade de incidência de descargas atmosféricas, recomenda-se a instalação de descarregadores equipados com dispositivos de isolamento térmico e indicadores visuais de falha.

O operador do sistema deve fazer uma inspecção visual dos descarregadores depois de cada tempestade. No mínimo, esta inspecção deverá ser efectuada todos os seis meses. Se o local da instalação dos descarregadores não for facilmente acessível, a falha dos descarregadores deverá ser sinalizada remotamente. O indicador visual de falhas deve estar colocado num local de boa visibilidade para o operador do sistema (por exemplo, na vizinhança imediata da caixa do contador). Nos inversores que possuem monitorização contínua do isolamento da rede, o disparo dos aparelhos de protecção é de imediato detectado, pelo que neste caso não é necessário a monitorização remota.



Figura 5.27 - Descarregador de sobretensões

5.7.3 Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobre-tensões em prédios desprotegidos

Se o prédio não tiver um sistema de protecção contra descargas atmosféricas, a estrutura de suporte do gerador fotovoltaico deverá ser ligada à terra e incorporada na união equipotencial (ver indicação 1 na figura 5.27).

O gerador fotovoltaico deve ser ainda ligado à terra, sempre que são utilizados inversores que não possuem transformador de isolamento. Neste caso recomenda-se a ligação das armações dos módulos à terra para áreas fotovoltaicas iguais ou superiores a **10 m²** [Doh99].

Deverá existir um especial cuidado na ligação das armações dos módulos fotovoltaicos e das sub-estruturas metálicas ao condutor de protecção. Com o objectivo de assegurar a equipotencialidade entre diferentes circuitos de protecção, é recomendado o emprego de condutores de ligação com uma secção transversal mínima de **10 mm²** (cobre). A resistência de terra do eléctrodo de terra, ao qual o sistema fotovoltaico está ligado, deverá ser medida e registada.

Não é necessário ligar à terra estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos de classe II para potências totais instaladas inferiores a **5 kWp**, nem as estruturas perfiladas de apoio que estão próximas de prédios ou situadas no solo, das instalações fotovoltaicas que empregam tensões reduzidas de segurança.

As medidas para a protecção contra descargas atmosféricas estão descritas na secção 5.7.2. O diagrama a seguir mostra um exemplo de um sistema de protecção interno contra descargas atmosféricas para um sistema fotovoltaico com um inversor centralizado.

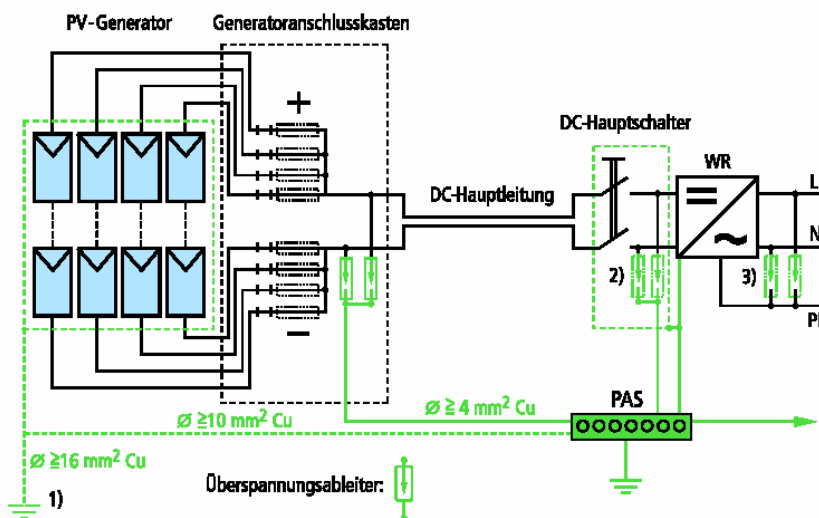


Figura 5.28 - Exemplo de protecção contra sobre-tensões, para uma instalação PV que não está integrada num sistema de protecção contra descargas atmosféricas

Para longos cabos DC, recomenda-se a instalação do descarregador de sobre-tensão (2) antes do inversor. Frequentemente, o descarregador de sobre-tensão (2) e/ou (3), já vem integrado com o próprio inversor. Para os pequenos sistemas fotovoltaicos, com varistores integrados na entrada do inversor, é possível dispensar o descarregador de sobre-tensão da caixa de junção geral do gerador. Também são comercializados módulos fotovoltaicos com descarregadores integrados (varistores) na caixa de junção do módulo.

5.7.4 Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobre-tensões em prédios previamente protegidos

Se já existir um sistema de protecção contra descargas atmosféricas, o gerador fotovoltaico deverá ser incorporado neste sistema de protecção. O objectivo é prevenir que o raio seja capaz de atingir directamente o módulo fotovoltaico. No caso dos captores de haste vertical, as varetas dos pára-raios poderão ser utilizadas por forma a garantir que o cone de protecção abranja o sistema, em conformidade com o estipulado no guia técnico do Pára-Raios.

Deverá ser mantida a separação entre a estrutura fotovoltaica e o sistema de protecção externo. O afastamento entre o gerador fotovoltaico e a haste deve ser superior a **2 m**, de forma a evitar-se uma descarga lateral no gerador. As armações dos módulos fotovoltaicos e a estrutura metálica de suporte do gerador fotovoltaico, deverão ser bem ligadas a um descarregador e pelo caminho mais curto possível.

Deve-se procurar evitar que as hastes dos pára-raios projectem sombras sobre os módulos. Pode mesmo vir a ser necessário mudar as hastes dos pára-raios de local ou substituir a haste por uma mais pequena, de modo a evitar maiores sombreamentos.

Normalmente são feitas grandes exigências em matéria de protecção contra sobre-tensões. O diagrama seguinte apresenta um exemplo de um sistema de protecção interno contra descargas atmosféricas, para um sistema fotovoltaico equipado com um inversor centralizado.

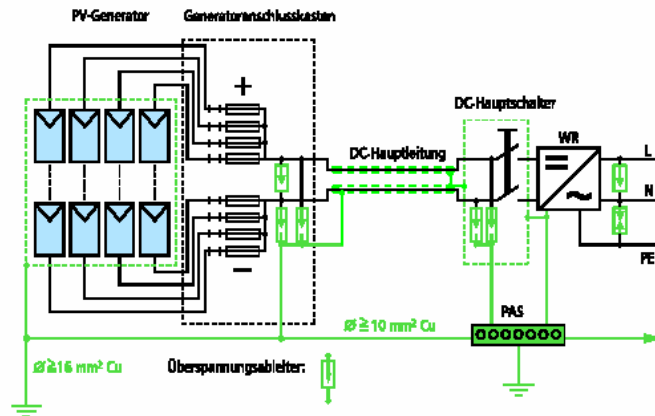


Figura 5.29 - Exemplo de protecção contra sobre-tensões para uma instalação FV que está integrada num sistema de protecção contra descargas atmosféricas

Os descarregadores de sobre-tensão integrados nos inversores são, na sua maioria, dispositivos de protecção limitada, que não proporcionam protecção contra sobre-tensões superiores a **5 kV**. Por este motivo, para sistemas fotovoltaicos que possuem sistemas de protecção externos contra descargas atmosféricas, e que estejam particularmente exposto aos raios, deverá ser instalado um descarregador de sobretensão no lado AC situado a cinco metros do inversor. Se os inversores forem monitorizados continuamente através de uma interface computadorizada, a protecção contra sobre-tensões deverá ser adicionalmente instalada antes da unidade de processamento.

WWW.PORTAL-ENERGIA.COM

5.7.5 Ligações à terra e equipotenciais

O condutor geral de protecção ou de terra, deve ser encaminhado através da via mais curta para o eléctrodo de terra, preferencialmente em linha recta e vertical. Devido aos riscos de descarga laterais e de indução, deve ser separado dos restantes cabos eléctricos. Deve evitar-se formas de ligação que possam vir a gerar correntes de retorno (**loops**). Os condutores de protecção dos geradores fotovoltaicos situados em prédios que não possuem sistema de protecção contra descargas atmosféricas, devem ter a mesma secção transversal que o cabo principal DC, ou **4 mm²**, conforme a maior secção.

Para além destes condutores, poderão também ser utilizados componentes “naturais”, como por exemplo:

- o esqueleto metálico da estrutura do prédio;
- o aço reforçado de ligação contínua da estrutura de betão armado do prédio;
- fachadas, carris e sub-estruturas das fachadas de metal, desde que:
 - as suas dimensões venham ao encontro do que é regulamentado para os condutores de descida, e a sua espessura não seja inferior a 0,5 mm;
 - exista uma ligação eléctrica conductiva na direcção vertical.

As instalações metálicas, tal como as canalizações de abastecimento de água ou de gás, não poderão ser consideradas como eléctrodos de terra.

Os condutores neutro e de protecção não devem, sob circunstância alguma, ser usados como condutores de terra ou eléctrodos de terra.

O circuito de protecção deve ser construído de acordo com um dos seguintes tipos:

- ligação ao sistema de protecção contra descargas atmosféricas do edifício;
- ligação ao circuito de protecção de terra do edifício;
- ligação a um eléctrodo de terra vertical ou inclinado colocado a **0,8m** (pelo menos) de profundidade e a **1m** das fundações.

Também podem ser usados como componentes “naturais”, as estruturas contínuas de aço do betão armado, ou outra construção subterrânea de metal inserida nas fundações do edifício e com dimensões dentro dos valores limite acima indicados.

Os eléctrodos de terra poderão ser:

- varetas de cobre ou de aço galvanizado enterrada a mais de **0,8 m** da superfície do solo;
- fitas de cobre ou de aço galvanizado, com uma superfície de contacto mínima á terra de **1 m²**.

5.7.6 Variantes das protecções contra descargas atmosféricas e das protecções de terra

Os diagramas a seguir mostram possíveis desenhos dos circuitos de protecção para um gerador fotovoltaico [Dgs99].

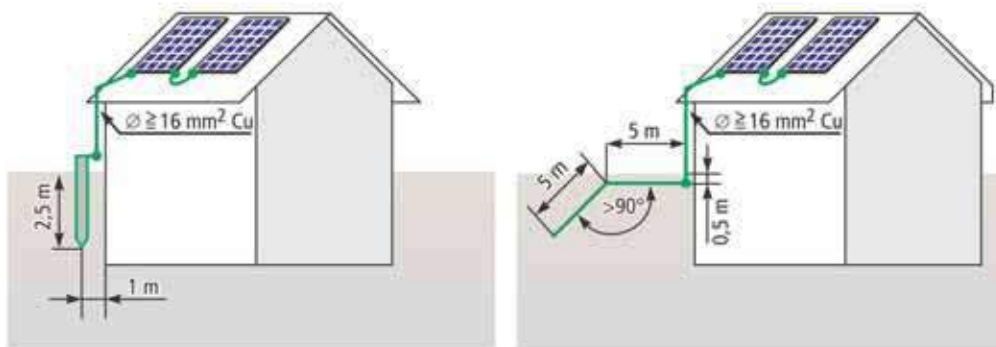


Figura 5.30 - (esquerda): Circuito de protecção do gerador fotovoltaico (vareta enterrada verticalmente)
(direita): Circuito de protecção do gerador fotovoltaico (eléctrodo de fita)

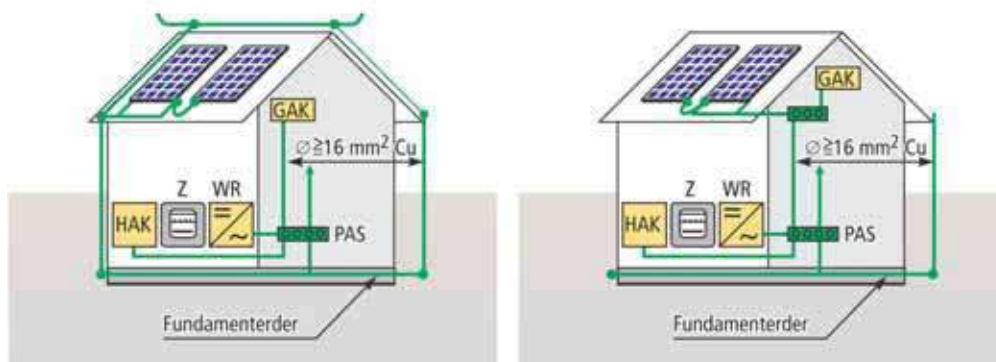


Figura 5.31 - (esquerda): Condutor de descida do sistema de protecção contra descargas atmosféricas utilizado como condutor de terra, e o respectivo eléctrodo utilizado como eléctrodo de terra do gerador fotovoltaico
(direita): Ligação a terra do gerador fotovoltaico através de ligação ao circuito de geral de protecção

Siglas:

CJG	Caixa de junção geral do gerador equipada com descarregadores de sobretensão
INV	Inversor equipado com varistores
M	Caixa do contador
BarrT	Barramento de terra
Q	Quadro eléctrico

5.8 Ligação à rede eléctrica pública

A documentação técnica de suporte para a ligação de um gerador fotovoltaico ao sistema eléctrico público, consiste essencialmente no "*Guia Técnico de Produção Independente de Energia Eléctrica*" (**GTPIEE**) e no documento "*Procedimentos de Licenciamento de Instalações Eléctricas de Microprodução com Autoconsumo do Grupo II*" (**GPLIEMA**), publicados pela **DGE** - Direcção Geral de Energia. Estes documentos fornecem informação sobre as características que o sistema de produção deve ter por forma a impedir qualquer perturbação sobre a rede receptora (dentro dos limites estabelecidos), e assegurar a compatibilidade entre a rede receptora e as instalações de produção independente.

De salientar ainda o capítulo III do Decreto-Lei nº 168/99 – "*Requisitos Técnicos de Segurança*", que estabelece os condicionamentos técnicos de ligação que o gerador deve respeitar, afim de operar sem provocar perturbações e efeitos adversos no fornecimento de energia eléctrica aos restantes utilizadores da rede.

Em todos os casos, as características e o tipo de ligação à rede receptora deverão ser sempre esclarecidos junto do respectivo operador de rede, antes do pedido da licença de estabelecimento da instalação de produção. O operador deverá disponibilizar um conjunto de informações, como sejam dados sobre a potência disponível de ligação no respectivo ponto de recepção e a potência de curto-circuito mínima.

5.8.1 Estabelecimento da ligação à rede

Embora estejam regulamentados os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede eléctrica pública, não estão estabelecidas as características que o inversor deve possuir para que esta ligação seja autorizada. Esta questão deverá ser resolvida em colaboração com o operador da rede. A maior preocupação recai no modo de controlo de qualidade do sinal eléctrico injectado na rede, em termo das harmónicas, factor de potência e desvio da tensão, frequência e fase (em relação à tensão da rede).

Outro aspecto fundamental, será o esquema de protecção "anti-Islanding", que consiste na detecção de uma falha da tensão da rede (devido a trabalhos de manutenção pelo pessoal técnico da operadora ou à actuação de uma protecção da linha) e a abertura automática de um aparelho de interligação, que corte a ligação à rede da instalação de produção. Estes componentes de protecção formam o sistema de protecção da interligação, e encontram-se geralmente integrados com o inversor.

A compatibilidade entre os sistemas irá depender, entre outros (potência da instalação, capacidade da linha, etc.), da impedância do ponto de interligação (impedância AC da rede receptora no ponto de interligação). Esta impedância, que não deverá ser superior a um determinado valor, é medida através de um instrumento de medida que está adaptado para medir a resistência do circuito entre a fase **L** e o condutor neutro **N**.

A resistência do ramal monofásico de ligação, entre a saída do inversor e o ponto de ligação à rede receptora, é calculado da seguinte forma:

$$R_{AC} = \frac{2 \times L_{AC}}{A_{AC} \times \kappa}$$

Tabela 5.7

Parâmetros eléctricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo do ramal AC	L_{AC}	m
Secção transversal do cabo do ramal AC	A_{AC}	mm ²
Condutividade Eléctrica (cobre $K_{Cu} = 56$; alumínio $K_{Al} = 34$)	κ	m/($\Omega \times \text{mm}^2$)

Resultam assim os seguintes valores de resistência por unidade de comprimento dos condutores de cobre, em função da respectiva secção:

Tabela 5.8

Secção A_{AC}	Resistência R_{AC}
1,5 mm ²	0,024 Ω/m
2,5 mm ²	0,014 Ω/m
4 mm ²	0,009 Ω/m
6 mm ²	0,006 Ω/m

A impedância do sistema vista pelo inversor, é o resultado do somatório da impedância da rede no ponto de interligação e da impedância do ramal. O ponto de interligação, é definido como o ponto da rede receptora onde se liga a extremidade do ramal que serve a instalação de produção.

A protecção da interligação destina-se a impedir que a instalação de produção possa perturbar a rede de recepção e a minimizar os riscos de acidentes devido ao funcionamento do gerador fotovoltaico em paralelo com a rede.

Nos sistemas fotovoltaicos que possuem protecções de interligação do tipo **ENS/MSD**, a protecção é garantida através da monitorização contínua e corte automático da ligação à rede. Para este tipo de protecção de interligação, o inversor poderá ser desligado no caso do valor da impedância da rede exceder **1,25 Ω ("ohms")**. Nestes casos, terá de ser escolhido um cabo para o ramal da ligação com uma maior secção transversal, ou então encurtado o comprimento da linha (escolhendo uma localização mais próxima do inversor).

O inversor deverá estar localizado junto ao quadro geral do gerador, em série com o contador (contador que efectua a medição da energia total produzida pela instalação de produção).

A ligação do gerador à rede eléctrica pública não deve provocar variações significativas da tensão da rede. Esta condição pode ser avaliada pelo cálculo do aumento de tensão no ponto de interligação. Segundo o **GTPIEE**, se o resultado for inferior a **1 %**, é provável que a ligação não provoque uma perturbação significativa.

Esta condição também pode ser estimada pelo rácio entre a potência de curto-circuito no ponto de interligação e a potência máxima aparente (potência AC) do sistema fotovoltaico (na Alemanha, este rácio nunca é superior a 50).

A potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação é fornecida pelo concessionário da rede de recepção. A partir deste valor é possível determinar a potência mínima de curto-circuito (**S_{ccm}**).

$$S_{ccm} = I_{PC} \times U_n \sqrt{3}$$

Segundo o **GTPIEE**, deve-se optar pela ligação a uma rede de baixa tensão ou de média tensão, conforme se verifique o seguinte:

BT, se: $S \leq 0,1 \text{ MVA}$ e $S_{ccm} \geq 25 \times S$

MT, AT, MAT, se: $0,1 \text{ MVA} < S \leq 0,1 \text{ MVA}$ e $S_{ccm} > 20 \times S$

S Potência aparente total do gerador fotovoltaico

Caso não se verifique a condição anterior para os sistemas ligados em baixa tensão, poderá ser necessário a ligação à rede de média tensão. Esta situação levaria a um aumento dos custos totais de investimento para o operador do sistema fotovoltaico.

5.8.2 Protecção de interligação

A operação de um sistema fotovoltaico em paralelo com a rede, poderá ser implementada de uma das seguintes formas:

- 1) instalação fotovoltaica monofásica equipada com inversores que não funcionam de modo autónomo, até uma potência máxima aparente de **4,6 kVA**. Este sistema faz a monitorização da tensão entre fases da alimentação trifásica do prédio;
- 2) instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potência máxima na rede de **30 kVA**, e que consiste na interligação entre múltiplos inversores monofásicos com uma potência individual até **4,6 kVA**, não autónomos, com capacidade de monitorização da tensão entre fases de uma alimentação trifásica;
- 3) instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potência máxima na rede de **30 kVA**, equipada com dispositivo de vigilância e de corte trifásico **ENS/MSD**;
- 4) instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potência máxima na rede de **30 kVA**, e que consiste na interligação entre múltiplos inversores monofásicos. Neste caso cada fase deverá ser ligada a um dispositivo **ENS/MSD** monofásico, e a potência entre fases não deverá superar **4,6 kVA**;
- 5) instalação fotovoltaica monofásica que entrega uma potência máxima na rede de **4,6 kVA**, equipada com um dispositivo **ENS/MSD** monofásico;

Os valores limite de **4,6 kVA** para as ligações monofásicas e de **30 kVA** para as ligações trifásicas, estão relacionados com a potência nominal standard P_{nAC} do inversor. A potência do gerador fotovoltaico poderá naturalmente ser superior a **5 kWp** e **30 kWp**, respectivamente.

A ligação à rede receptora deve ser efectuada através de um órgão de corte de segurança, que permite isolar a instalação de produção. Este aparelho deve estar permanentemente acessível pelo pessoal técnico da concessionária da rede receptora.

Sistema de protecção ENS/MSD

Existem vários tipos de sistemas de protecção da interligação à rede receptora, cada um deles com diferentes características particulares. O sistema **ENS/MSD** é talvez o mais representativo de todos, dado a universo de sistemas fotovoltaicos que estão ligados à rede na Alemanha, onde este dispositivo é largamente difundido.

Os dispositivos **ENS/MSD** consistem num sistema de monitorização contínua da rede e de abertura automática de dois aparelhos de corte à saída do inversor. Estes dois aparelhos de corte estão dispostos em série e são activados em paralelo, possibilitando uma protecção redundante da rede, logo intrinsecamente segura. O princípio de funcionamento deste dispositivo consiste na medição contínua da impedância do sistema, e na consequente detecção de falhas de potência pela variação abrupta da impedância. As variações da tensão e da frequência acima de um determinado limite, os defeitos de isolamento ou de terra e o corte da ligação à rede receptora, são imediatamente detectados, originando a abertura automática dos interruptores.



Figura 5.32 - Sistema ENS/MSD separado
Fotografia: Ufe

O dispositivo **ENS /MSD** pode vir integrado no próprio inversor ou estar disponível como uma unidade separada monofásica até **4,6 kVA**, e trifásica até **30 kVA**. Nas instalações fotovoltaicas com potências AC superiores a 4,6 kVA, é possível ligar em paralelo os sistemas individuais **ENS/MSD** de cada inversor ou intercalar um único sistema **ENS/MSD** no ramal de ligação à rede receptora.

De acordo com o **GTPIEE**, a presença destes dispositivos de corte automático, não dispensa o uso de um órgão de corte de segurança de comando manual, para o isolamento da instalação de produção durante os trabalhos de inspecção, de manutenção ou de reparação.

5.8.3 Alojamento e ligação do contador

A energia entregue à rede eléctrica pública pela instalação fotovoltaica, é medida por um contador que é propriedade do produtor. Este contador é independente de um outro contador, que mede a energia consumida a partir da rede (propriedade do distribuidor). Estes dois aparelhos deverão estar localizados num invólucro com índice de protecção adequado e instalados em local previamente acordado com o distribuidor.

No caso de uma instalação de produção ligada á rede de baixa tensão, e de acordo com o guia **GPLIEMA**, deverá ainda existir um outro contador situado no interior da propriedade, que permita a leitura da energia total produzida pela instalação de produção. Este aparelho destina-se ao controlo dos níveis de autoconsumo, que terá de ser sempre superior a 50 % da totalidade da energia eléctrica produzida. Os registos deste contador deverão ser comunicados pelo produtor à entidade licenciadora da instalação.

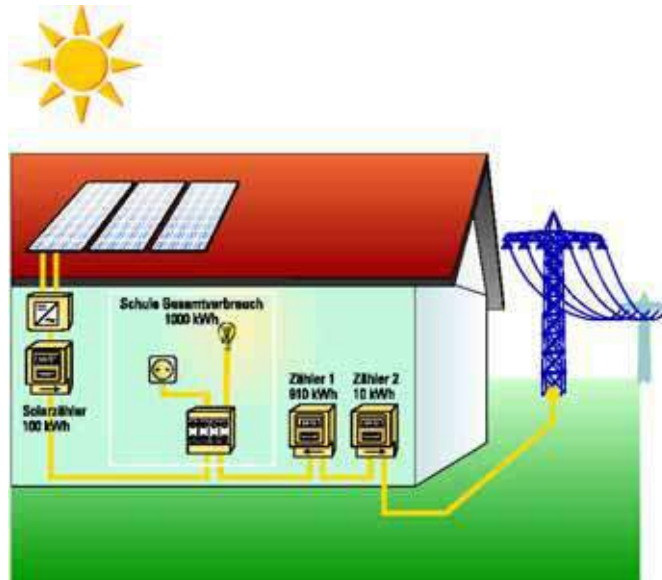


Figura 5.33

5.9 Elaboração da proposta técnica-comercial do projecto

O conteúdo e a extensão da proposta, fornecem ao cliente uma informação valiosa sobre a empresa que deverá conduzir o trabalho. A proposta técnica-comercial deverá ser elaborada com base na compilação dos dados recolhidos. Esta proposta deverá apresentar referências detalhadas das unidades necessárias em termos de equipamentos e materiais, devendo neste campo ser o mais objectiva possível.

5.9.1 Custos

Para os sistemas standard, os fabricantes e fornecedores fornecem muitas vezes uma cotação que inclui todos os componentes necessários e acessórios. Para os primeiros trabalhos, fará sentido recorrer a esta informação. Contudo, é sempre necessário verificar se todos os componentes estão incluídos para o projecto em causa e observar os níveis de desempenho dos componentes individuais, por forma a ser possível comparar os diferentes orçamentos.

Deve ser dada uma especial atenção à selecção dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, pois estes dois componentes são responsáveis por **75 a 85 %** dos custos totais do sistema fotovoltaico. Será sempre vantajoso confrontar preços de diferentes fornecedores e/ou fabricantes.

A estrutura de suporte e de fixação e os trabalhos que envolvem a sua instalação, é também um importante componente da proposta. Neste caso particular será muitas vezes necessário estabelecer um contrato de prestação de serviços com uma empresa de construção. A consulta relativa aos custos da estrutura de montagem, também deve ser dirigida aos fornecedores dos módulos, pois muitos fabricantes oferecem estruturas adequadas aos seus módulos.

Geralmente surge algum factor de incerteza, quando se faz o cálculo dos recursos e do tempo envolvido na instalação. Só será possível fazer uma estimativa correcta, depois de se ter ganho alguma experiência com projectos. Na secção 5.9.2., são fornecidos alguns valores aproximados dos tempos envolvidos, para a instalação de sistemas fotovoltaicos standard em casas particulares. Deverá também ser incluído na proposta comercial, a eventualidade de custos adicionais para andaimes e todo o trabalho de construção que vier a ser necessário realizar no telhado. A avaliação precisa das condições de instalação, é outro factor importante para a apresentação de uma proposta bem fundamentada (ver capítulo 4 "Visita ao local").

O diagrama a seguir mostra a distribuição percentual dos custos dos sistemas fotovoltaicos para varias configurações de inversores.

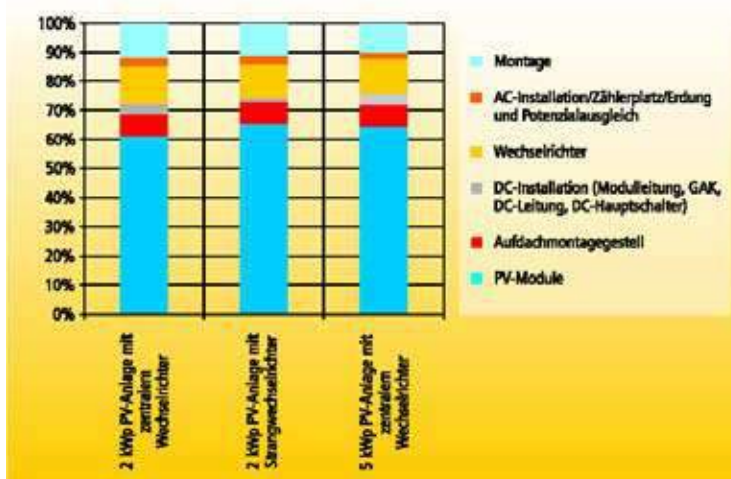


Figura 5.34 - Estrutura de custos dos sistemas fotovoltaicos

Na tabela que se segue, estão apresentados preços específicos médios em **€/kWp** (líquido) para sistemas fotovoltaicos, de acordo com um inquérito conduzido no ano 2.000, no âmbito do programa Alemão "100.000 telhados". Este inquérito permitiu verificar que **93 %** dos sistemas registados neste programa, foram sistemas instalados em telhados. Os custos apresentados são muito semelhantes aos que são praticados ao nível do nosso País.

Tabela 5.9

Fonte: relatório anual kFw 2000 e IÖW 2001

Preços específicos médios em €/kWp							
	Geral	50-120 kWp	10 – 50 kWp	5 – 10 kWp	3 – 5 kWp	2 – 3 kWp	< 2 kWp
Gerador solar	4.313	3.941	4.045	4.518	4.429	4.362	4.469
Inversor	684	624	596	681	738	671	828
Outros componentes	497	386	522	437	491	518	638
Custos de mão-de-obra	518	356	464	444	540	613	721
Total	6.012	5.307	5.627	6.079	6.199	6.164	6.657
Número de sistemas fotovoltaicos	2.339	13	137	270	676	676	567
Potência total em kWp	10.112	1.081	2.291	1.782	2.510	1.622	826
Potência media em kWp	4,3	83,2	16,7	6,6	3,7	2,4	1,5

Na integração de um sistema fotovoltaico num telhado ou numa fachada, é necessário um especial cuidado no desenho da estrutura de suporte. A maior complexidade da estrutura traduz-se muitas vezes em maiores custos ao nível da engenharia, dos materiais empregues, assim como do planeamento.

Contudo, os custos evitados com os materiais de construção numa fachada convencional ou numa cobertura normal, podem ser deduzidos. Para além disso, existem outros benefícios e sinergias que não podem ser directamente deduzidas, como poderão ser as poupanças de energia na iluminação e no aquecimento pelo uso de vidros semitransparentes, e os aspectos qualitativos como a estética, o carácter inovador e a imagem ecológica da tecnologia solar.

A proporção de sistemas instalados em fachadas na Alemanha (em 2001) foi de **5 %**. A proporção dos sistemas integrados no telhado foi de **7 %**. A seguinte tabela mostra os custos brutos de várias fachadas fotovoltaicas, para diferentes tecnologias e infra-estruturas, em comparação com os custos de envidraçados convencionais.

Tabela 5.10 - Exemplo de custos brutos de várias fachadas fotovoltaicas, em 1999

Base de Dados: Eic02, Sev00

	€ por m ²	€ por kWp
Fachada envidraçada	350	
Fachada sem isolamento térmico com módulos standard	900	9.000
Fachada com isolamento térmico com módulos específicos de vidro e semi-transparentes	1.170	14.200
Telhado de alpendre com módulos standard	1.050	9.000
Telhado de alpendre com módulos amorfos semi-transparentes	1.100	26.400
Estrutura fotovoltaica fixada na parede com módulos standard	800	8.100
Estrutura fotovoltaica fixada na parede com módulos standard monocristalinos e com sistema de orientação automática	1.260	12.600
Palas sombreadoras fotovoltaicas com módulos policristalinos específicos e com sistema de orientação automática	1.500	22.500

Dependendo das especificações, as fachadas fotovoltaicas podem desempenhar funções adicionais, como seja o isolamento térmico e sonoro, ou sombreamento. Quando os respectivos módulos são fabricados para um projecto em particular, estes apresentam geralmente um custo muito superior ao dos módulos convencionais. Só para grandes superfícies estes custos poderão eventualmente cair até aos valores praticados no mercado. A seguinte tabela permite estimar os custos adicionais para cada tipo de superfície.

Tabela 5.11 - Factores de custo médio para diferentes tipos de módulos fotovoltaicos

Base de Dados: Sta99 e inspecções próprias

	Factor médio por m ²
Módulo Standard	1,00
Módulo Standard integração no telhado	1,10
Telhas fotovoltaicas	1,15
Módulo especial	1,30
Módulo de concepção específica para coberturas de vidro	1,48
Módulo de concepção específica com fixação mecânica pontual	1,63
Módulo de concepção específica com vidro isolante	1,70

Os custos por **kWp** dependem do material da célula, da densidade da instalação e do sistema de fixação. Os custos da infra-estrutura de fixação, depende fundamentalmente da área da superfície e da sua função. Os custos da tecnologia estão relacionados com o seu desempenho.

Para os módulos semitransparentes, o custo por **kWp** depende fortemente do índice de transmissividade do módulo. Nas telhas solares a proporção do caixilho é maior, o que implica uma menor superfície de captação solar. Resulta assim que os custos específicos por unidade de produção podem sofrer um aumento de **20 %**, em comparação com os custos específicos por unidade de área.

5.9.2 Afectação de tempo no projecto

Todos os valores apresentados nesta secção devem ser entendidos como valores de referência. A figura 5.39 mostra a distribuição percentual do tempo despendido na construção de sistemas fotovoltaicos de

grande e de pequena dimensão. Torna-se claro que o tempo ocupado no desenho e planeamento do projecto é superior para os grandes sistemas fotovoltaicos.

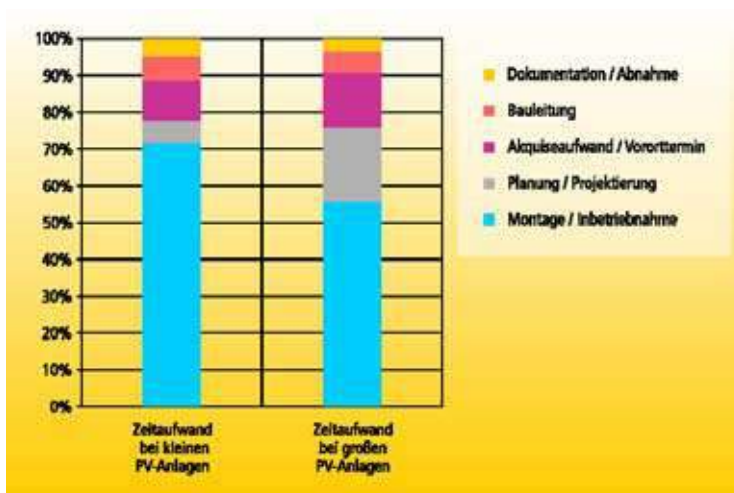


Figura 5.35 - Tempo afecto à implantação de um sistemas fotovoltaico

Para os sistemas instalados em habitações particulares, o tempo necessário para a aquisição, visita ao local, preliminar planificação e elaboração da proposta comercial, é aproximadamente de oito horas. Para o planeamento, preparação e aquisição do equipamento, são necessárias cerca de doze horas. A instalação de uma estrutura no telhado para sistemas de **2 a 3 kWp**, requer cerca de duas a seis horas. Devem ser previstas três horas para cada uma das seguintes tarefas: redacção, entrega da documentação, teste e arranque da instalação. Os serviços adicionais e os tempos necessários para a implantação do sistema fotovoltaico, podem ser retirados da lista que a seguir é indicada. Estes valores são válidos para sistemas com potências compreendidas entre **1 e 5 kWp**.

Para além dos tempos afectos à implantação do sistema, devem ser ainda considerados os períodos de tempo gastos nas deslocações, os tempos mortos, os tempos de preparação, entrega e remoção do material, e os tempos gastos em reuniões, na verificação final, entrega e monitorização do sistema. Estes últimos valores devem estar calculados no âmbito das despesas correntes [Dgs99].

Tempo despendido na instalação dos principais componentes do sistema

Tabela 5.12

Nº	Quantidade	Serviço	Tempo (minutos)
01	unidade	Módulo fotovoltaico, 100 Wp Montagem numa armação existente no telhado e ligação	30
02	(m)	Cabo para a ligação do módulo até à caixa de junção fotovoltaica	8
03	Unidade	Caixa de junção do gerador fotovoltaico até 2 kW Montagem e ligação	140
04	(m)	Cabo principal DC assente em braçadeiras	11
05	(m)	Cabo principal DC canalizado	5
06	(m)	Tubagem metálica Colocado 40 x 40 mm	11
07	Unidade	Inversor central para um gerador solar com uma potência máxima de 2 kWp Inclui o interruptor principal DC Ajuste: 80 minutos ; Ligação: 100 minutos	180
08	Unidade	Inversor de cadeia de módulos para um gerador solar com uma potência máxima de 2 kWp	65
09	Unidade	Caixa do contador que mede a energia entregue à rede (equipada com equipamento de protecção AC) montagem, ajuste e ligação	200

5.9.3 Exemplos de cotações

Nas seguintes tabelas são expostos exemplos de cotações de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados, com potência até **2 kWp**. Estes exemplos permitem assegurar que nenhum dos principais itens será esquecido na elaboração da proposta.

Cotação para um sistema fotovoltaico de 2 kWp com inversor de cadeia de módulos

Tabela 5.13

Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
1. Gerador fotovoltaico e instalação DC				
1.01	20 unidades	Fornecimento e montagem dos módulos fotovoltaicos de 100W. Inclui estrutura de suporte e de fixação. Fabricante: Tipo:		
1.02	110 m	Fornecimento, encaminhamento e ligação da cablagem do modulo fotovoltaico. Inclui tubagem em material plástico isolante.		
1.03	2 m	Fornecimento e assentamento da conduta de metal pintado (branco, castanho ou cinzento).		
Total do item 1: Gerador Solar				
2. Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos				
2.01	18 m ²	Fornecimento e montagem da estrutura de suporte de alumínio perfilado (fixa o gerador fotovoltaico ao telhado). Inclui todos os necessários acessórios dos quais se destacam as condutas de ventilação e encaminhamento do cabo principal DC, e a respectiva impermeabilização do telhado.		
Total item 2: Montagem da estrutura de suporte				
3. Inversor				
3.01	1 unidade	Fornecimento, colocação, ligação e arranque de um inversor de cadeia de módulos adequado para a operação em paralelo com a rede de baixa tensão. Potência nominal: 2.000 W Tensão de entrada: 125-500 V DC Intervalo Operacional U _{AC} : 196-253 V AC Fabricante: Tipo:		
Total item 3: Inversor				
4. Instalação AC				
4.01	1 unidade	Modificação e expansão da caixa do contador para a recepção do contador. Fornecimento, instalação e ligação dos seguintes componentes: Inclui: 1 aparelho de corte automático; 1 terminal eléctrico de 4 pólos; 2 terminais eléctricos unipolares;		
4.02	2	Fornecimento, montagem e ligação dos contadores que medem a energia total produzida pelo gerador e a energia injectada na rede.		
4.03	18 m	Fornecimento, encaminhamento, e ligação do cabo AC intercalado entre o inversor e a caixa do contador. Inclui condutas e apoios.		
4.04	1 unidade	Fornecimento, montagem e ligação da caixa de junção geral no exterior.		
4.05	1 unidade	Fornecimento, ajuste e ligação de um interruptor rotativo, 3 pólos, 25 A.		
Total item 4: Instalação AC				

(Cont.)				
Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
		5. Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização do potencial		
5.01	25 m	Fornecimento, colocação e ligação de cabo blindado. Inclui conduta em material plástico isolante.		
5.02	4 m	Fornecimento, colocação e ligação do condutor do circuito de protecção		
5.03	6 unidades	Fornecimento e instalação de ligadores adequados		
		Total item 5: Circuitos de protecção		
		6. Diversos		
6.01	1 unidade	Documentação: Diagrama unifilar da instalação eléctrica Esquema detalhado das ligações; Descrição, tipos e características dos equipamentos; Elaboração da memória descritiva do projecto; Licenciamento da instalação. Teste e arranque da instalação. Entrega da instalação.		
6.02	5 h	Tempo despendido pelo engenheiro projectista .		
6.03	5 h	Tempo despendido pelo técnico instalador.		
		Total item 6: Diversos		
		Sumário		
	Item 01	Gerador fotovoltaico e instalação DC		
	Item 02	Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
	Item 03	Inversor		
	Item 04	Instalação AC		
	Item 05	Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização potencial		
	Item 06	Diversos		
		Total líquido		
		+ IVA		
		Orçamento total, em Euros		

Data O responsável:

Cotação para um sistema fotovoltaico de 2 kWp com inversor central

Tabela 5.14

Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
		1. Gerador fotovoltaico e instalação DC		
1.01	20 unidades	Fornecimento de módulos fotovoltaicos de 100W. Inclui estrutura e materiais de suporte e de fixação. Fabricante:..... Tipo:.....		
1.02	130 m	Fornecimento, encaminhamento e ligação da cablagem do modulo fotovoltaico. Inclui tubagem em material plástico isolante. Fabricante: Tipo:		
1.03	1 unidade	Fornecimento, colocação e ligação da caixa de junção geral para uma potência do gerador até 2.5 kW. Inclui protecção bipolar contra sobretensões com indicação remota e aparelho de corte geral bipolar do gerador fotovoltaico. Fabricante:..... Tipo:.....		
1.04	44 m	Fornecimento, encaminhamento e ligação da cablagem do modulo fotovoltaico. Inclui tubagem em material plástico isolante.		

(Cont.)				
Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
1.05	1 m	Fornecimento e assentamento da conduta de metal pintado (branco, castanho ou cinzento).		
		Total item 1: Gerador Solar		
		2. Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
2.01	20 m ²	Fornecimento e montagem da estrutura de suporte de alumínio perfilado (fixa o gerador fotovoltaico ao telhado). Inclui todos os necessários acessórios dos quais se destacam as condutas de ventilação e encaminhamento do cabo principal DC e a impermeabilização do telhado.		
		Total item 2: Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
		3. Inversor		
3.01	1 unidade	Fornecimento, colocação, ligação e arranque de um inversor de cadeia de módulos monofásico, adequado para a operação em paralelo com a rede de baixa tensão. Inclui invólucro com protecção IP apropriada para o local de instalação e os seguintes componentes: - Interruptor principal DC; - Aparelhos de protecção contra sobretensões; - Terminais de entrada DC; - Terminais de saída AC; Fabricante: Tipo:		
		Total item 3: Inversor fotovoltaico		
		4. Instalação AC		
4.01		Modificação e expansão da caixa do contador para a recepção do contador da energia entregue à rede. Fornecimento, instalação e ligação dos seguintes componentes: 1 aparelho de corte automático; 1 terminal eléctrico de 4 pólos; 2 terminais eléctricos unipolares;		
4.02	2	Fornecimento, montagem e ligação dos contadores que medem a energia total produzida pelo gerador e a energia injectada na rede.		
4.03	5 m	Fornecimento, encaminhamento, e ligação do cabo AC intercalado entre o inversor e a caixa do contador. Inclui condutas e apoios.		
		Total item 4: Instalação AC		
		5. Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização do potencial		
5.01	25 metros	Fornecimento, colocação e ligação de cabo blindado. Inclui conduta em material plástico isolante.		
5.03	20 m	Fornecimento, colocação e ligação do condutor do circuito de protecção		
5.03	8 unidades	Fornecimento e instalação de ligadores adequados		
		Total item 5: Circuitos de protecção		
		6. Diversos		
6.01	1 unit	Documentação: - Diagrama unifilar da instalação eléctrica - Esquema detalhado das ligações; 5.9.4 <u>Descrição, tipos e características dos equipamentos;</u> 5.9.5 <u>Elaboração da memória descritiva do projecto;</u> Licenciamento da instalação. Teste e arranque da instalação. Entrega da instalação.		
6.02	5 h	Tempo despendido pelo engenheiros projectista.		
6.03	5 h	Tempo despendido do técnico instalador.		
		Total item 6: Diversos		

(Cont.)				
Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
Sumário				
	Item 01	Gerador fotovoltaico e instalação DC		
	Item 02	Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
	Item 03	Inversor		
	Item 04	Instalação AC		
	Item 05	Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização potencial		
	Item 06	Diversos		
Total líquido				
+ IVA				
Orçamento total, em Euros				

Data O responsável:

5.10 Estimativa de produção de energia

Para se ter uma previsão da produção de energia, é necessário avaliar a localização e a qualidade do sistema fotovoltaico. Para este efeito, são deduzidas as perdas do sistema fotovoltaico à produção ideal calculada para o gerador (E_{ideal}). O diagrama a seguir mostra os factores de perdas e a percentagem média das perdas de que são responsáveis, em relação à totalidade da energia E_{ideal} produzida pelo gerador.

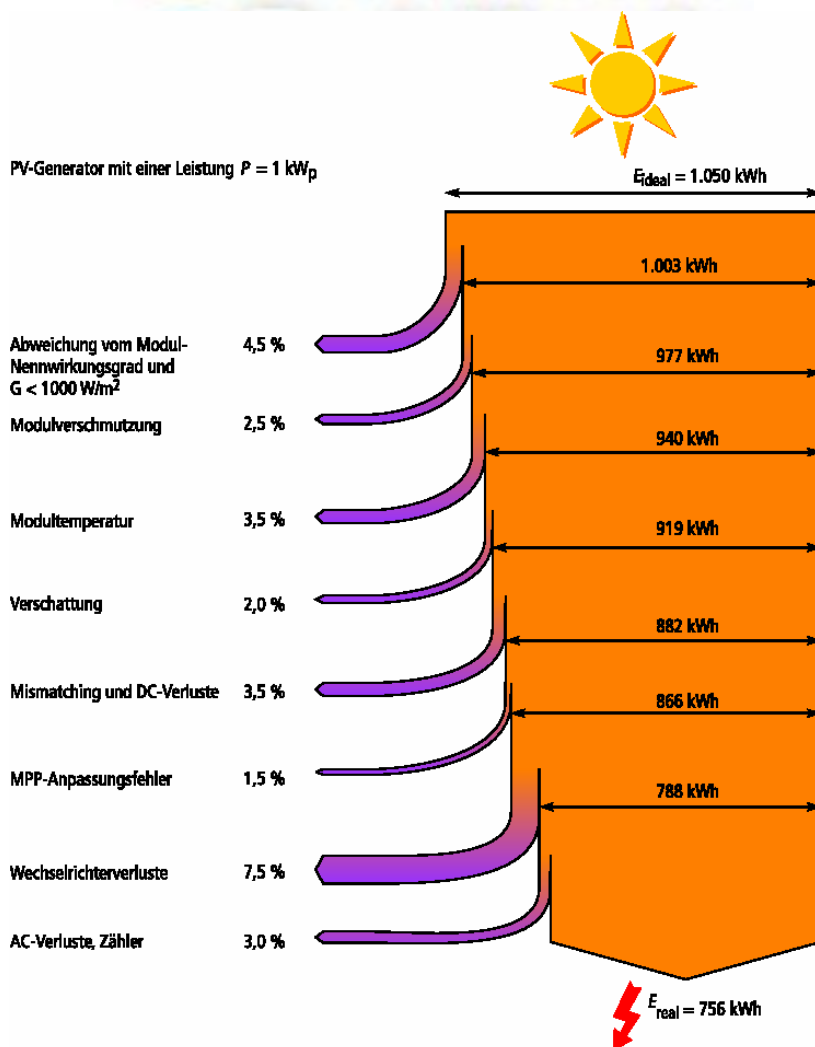


Figura 5.36 - Diagrama do fluxo de energia para um sistema com ligação à rede

Para avaliar a qualidade da instalação, é usado um parâmetro independente de localização, conhecido como o índice de desempenho (**ID**). Este índice resulta da relação entre a energia fornecida pelo gerador (E_{real}) e a energia teoricamente expectável (E_{ideal}).

$$ID = \frac{E_{real}}{E_{ideal}}$$

A energia idealmente produzida pelo gerador fotovoltaico (E_{ideal}), é o resultado do produto entre o número de horas de sol equivalente (H_{eq}), a área da superfície do gerador fotovoltaico (A_{PV}) e a eficiência dos módulos fotovoltaicos (η ("eta"))).

$$E_{ideal} = A_{PV} \times H_{eq} \times \eta \text{ ("eta")}$$

ou também:

$$E_{ideal} = E_{PV} \times \eta \text{ ("eta")}$$

O índice de desempenho permite estabelecer um termo de comparação entre diferentes sistemas fotovoltaicos. Para comparar a qualidade técnica dos sistemas, devemos encontrar as perdas por sombreamento de cada sistema e eliminá-las dos cálculos.

A maneira mais generalizada do cliente ter uma previsão da energia produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico, é através do recurso a programas de simulação (ver capítulo 7).

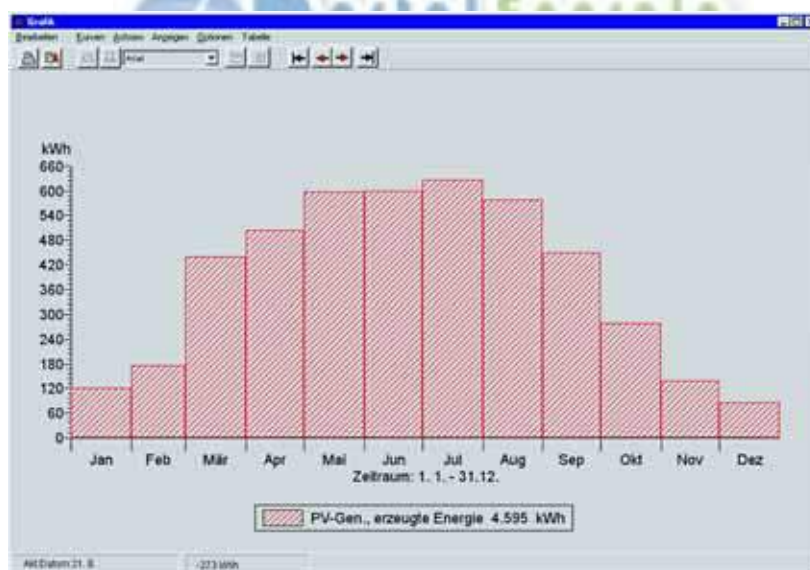


Figura 5.37 - Estimativa da produção energética com o programa de simulação PV-Sol

Em alternativa aos programas de simulação, poderá ser usado um diagrama de irradiação solar (ver capítulo 2, figura 2.29). Usando este diagrama, podemos determinar a irradiação anual que incide em cada unidade de área a partir da orientação e inclinação do módulo (I_{rr}). O valor assim calculado é multiplicado pela área total da superfície do gerador (A_{PV}), resultando na irradiação anual total que é colectada pelo gerador fotovoltaico:

$$E_{PV} = I_{rr} \times A_{PV}$$

Com a eficiência do módulo (η), obtemos a energia ideal produzida (E_{ideal}) num ano:

$$E_{ideal} = E_{PV} \times \eta$$

Ao multiplicar este valor percentual pelo índice de desempenho (**ID**), obtemos a energia realmente produzida pelo gerador fotovoltaico.

$$E_{real} = E_{ideal} \times ID$$

Dependendo da qualidade da instalação, o índice de desempenho pode ser assumido entre **70 %** e **85 %**. O **ID** de um sistema fotovoltaico bem concebido, pode atingir valores ainda maiores (o sistema fotovoltaico de Alfhausen, na Alemanha, possui um índice de desempenho de **88,4 %**).

A produção específica expressa em **kWh** por **kWp**, também permite comparar resultados operacionais entre sistemas situados em diferentes locais. Este parâmetro pode ser definido para referências temporais de um dia, de uma semana, de um mês ou de um ano, sendo designado por “*Factor de Produção*”.

$$FP = \frac{E_{real}}{P_{nPV}}$$

Para os sistemas fotovoltaicos autónomos, tornou-se uma prática corrente calcular o factor de produção como um valor médio diário. Se o factor de produção for calculado para um período de um ano, deverá coincidir com a produção específica anual do sistema fotovoltaico.

5.11 Regulamentos e disposições construtivas

Ao nível nacional, é de realçar a transposição da Directiva Europeia sobre o desempenho energético dos edifícios que se encontra actualmente em preparação, no sentido da revisão da regulamentação e legislação nacional, remetendo para a obrigatoriedade dos edifícios virem a ter um certificado energético.

Algumas das novas medidas que serão contempladas na regulamentação energética dos edifícios (*RCTE – Regulamento do Comportamento Térmico dos Edifícios e RSECE - Regulamento dos Sistemas Energéticos e de Climatização dos Edifícios*), consistem na limitação do consumo energético global dos edifícios para fins de aquecimento, arrefecimento e para águas quentes sanitárias, e o incentivo à instalação de sistemas solares nos edifícios através da concessão de um limite superior de consumo energético.

5.11.1 Produtos e tipos de construção

Os sistemas fotovoltaicos instalados em edifícios estão sujeitos às disposições construtivas que incidem sobre os produtos e edificações urbanas. Estes disposições fazem parte integrante dos regulamentos técnicos aplicáveis em cada país ou região particular, que estipulam quais os produtos de construção que podem ser utilizados e em que situação. No caso dos produtos de construção, poderá diferenciar-se entre:

- Produtos de construção regulamentados
- Produtos de construção não regulamentados
- Outros produtos de construção

Os produtos de construção regulamentados deverão corresponder ao que é estipulado na Directiva dos Produtos de Construção em Portugal: *Decreto-Lei nº 113/93, de 10 de Abril, alterado pelos Decretos-Leis nºs 139/95, de 14 de Junho e 374/98, de 24 de Novembro, e regulado pela Portaria nº 566/93, de 2 de Junho*. Para demonstrar que estão em conformidade com as respectivas especificações técnicas harmonizadas, deverão vir munidos da marca de garantia de qualidade europeia CE (a partir de Junho de 2004). Esta marca deverá encontrar-se no próprio produto, na embalagem, numa ficha técnica que acompanha o material, ou na própria nota de entrega. Os produtos de construção regulamentados podem ser directamente utilizados.

Os produtos de construção não regulamentados diferem consideravelmente das disposições técnicas atrás referidas. Para estes produtos não existem estipulações de engenharia globalmente reconhecidas, pelo que tem de ser emitida uma autorização específica para a instalação destes produtos de construção para o objectivo previsto. Esta autorização deverá ser concedida juntamente com o alvará de licença/autorização de construção. A supervisão e a vistoria da obra, deverá verificar as condições colocadas pelo licenciamento.

Os produtos de construção que não têm grande relevância em termos de segurança, não requerem nenhuma homologação especial para a sua instalação. Contudo, devem ir ao encontro dos requisitos estipulados para o material de que são constituídos, por exemplo, em termos da sua resistência mecânica, resistência ao calor e durabilidade.

Os módulos fotovoltaicos com fixação mecânica, que não têm outra função do que a produção de energia (por exemplo, na montagem sobre o telhado), poderão ser catalogados como "*Outros Produtos de Construção*". A resistência mecânica e a durabilidade dos módulos encapsulados com resina fundida ou com EVA, é definida fundamentalmente pelas características do vidro que usam. Assim, o factor determinante consiste em saber se o vidro é um produto de construção regulamentado ou não.

Os vidros regulamentados usados no sector da construção são o vidro plano, armado, perfilado em forma de **U**, duplo e o vidro especial de segurança (laminado, temperado ou endurecido a quente).

Dependendo da aplicação da situação, a instalação de um determinado tipo de vidro poderá ser autorizado ou não conforme as disposições técnicas estabelecidas, o que levanta a questão relativa sobre a regulamentação do "tipo de construção".

Tomando como exemplo o vidro temperado, verifica-se que o emprego deste vidro como parede ou cobertura de vidro não é autorizado, salvo se estiverem reunidas algumas condições em termos de espessura, altura da queda e dimensões do vidro. Os módulos solares construídos com materiais não regulamentados, como é o caso do vidro temperado, só poderão ser integrados em edifícios após a solicitação de um parecer técnico e respectiva aprovação. Esta situação será o caso da maioria dos módulos standard, já que normalmente utilizam vidro temperado.

À semelhança dos produtos de construção, poder-se-á estabelecer uma divisão no que respeita:

- Tipos de construção regulamentados
- Tipos de construção não regulamentados

Não é tão fácil afirmar que um determinado tipo de construção está regulamentado como no caso dos produtos de construção, porque obviamente não é possível aplicar uma marca CE a um processo de construção (embora exista a marca de qualidade LNEC para os empreendimentos de construção).

Em Portugal, o construtor deverá respeitar as práticas de implementação e dimensionamento standard e a regulamentação portuguesa de edifícios (*Regulamentação Geral das Edificações Urbanas, regulamentos nacionais no domínio da segurança contra incêndio, regulamentos estruturais, Eurocódigos estruturais, etc.*). Os tipos de construção não regulamentados correspondem a desvios das normas da engenharia de construção reconhecidas. Nestes casos, o projecto de construção encontra-se na mesma situação do que os produtos de construção não regulamentados. Será necessário obter uma autorização especial para o caso particular.

Em Portugal, o alvará de licença de construção é emitido pela Câmara Municipal. Concluída a obra, a autarquia procede à vistoria da obra e, no caso de um parecer positivo, emite a licença de utilização da construção que comprova a conformidade da obra com o projecto que foi aprovado e com os condicionantes do licenciamento. A certificação de produtos tais como o vidro e a cerâmica, são essencialmente assegurados pela **Certif** (Associação para a Certificação de Produtos) e o **CTCV** (Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro).

Envidraçados (coberturas de vidro, clarabóias, fachadas, etc..)

Na perspectiva da integração do sistema fotovoltaico com o edifício, o módulo, as placas de vidro, as juntas, os componentes de fixação, a caixilharia/armação e a estrutura colectiva de suporte dos módulos fotovoltaicos, formam um único tipo de construção.

Neste contexto, a utilização de módulos fotovoltaicos semitransparentes poderá causar especiais ressalvas, sobretudo se estes forem aplicados em cortinas ou coberturas transparentes, ou se forem sujeitos a esforços mecânicos consideráveis.

Conforme a aplicação, os componentes de vidro deverão garantir regras fundamentais de segurança:

- limitação do risco de lesões de pessoas por queda de fragmentos importantes em caso de quebra do vidro,
- segurança dos utilizadores e dos intervenientes durante as operações de conservação e de manutenção,
- segurança em caso de incêndio.

Devido ao risco da ocorrência de lesões por parte das pessoas que circulam debaixo de áreas envidraçadas dos edifícios (envidraçados horizontais ou com uma inclinação superior a 10° da vertical), resultante da queda de fragmentos na eventualidade da quebra do vidro, é normalmente recomendado o uso de vidro de segurança laminado. Se as estruturas de protecção estiverem fixas em baixo, e se tiverem suficiente capacidade para suportar o peso dos painéis envidraçados de forma permanente, poderá ser autorizada a utilização de outros materiais. Neste contexto, os painéis/módulos fotovoltaicos semitransparentes deverão ser compostos por placas de vidro duplo isolante, em que a placa posterior é feita de vidro de segurança laminado.

Se for prevista a circulação do pessoal de manutenção sobre os módulos, para além de terem de cumprir os requisitos gerais, os módulos fotovoltaicos terão de ser submetidos a testes de resistência ao impacto.



Figura 5.38 - Escultura fotovoltaica semitransparente numa fachada em Hamburgo



Figura 5.39 - Teste de resistência ao impacto; Composição do módulo: substrato de vidro temperado de 10 mm, células solares em EVA, vidro da cobertura de 4mm
Fotografias: Academia de Artes Visuais (Hochschule für bildende Künste), Hamburgo

No caso de envidraçados verticais ou que não se desviem em mais de **10º** da posição vertical (inclui os sistemas de montagem), poderão ser utilizados vários materiais de vidro regulamentos, desde que cumpram com as regras atrás citadas.

Em geral, nas superfícies acessíveis, deverá ser garantida uma protecção contra a queda dos envidraçados, se as superfícies adjacentes estiverem a mais do que um metro abaixo da estrutura. Os envidraçados de espaços habitados devem ser construídos de tal forma que os utilizadores, quando em contactos normais ou acidentais com os envidraçados, não se magoem ou caiam através dela.

Segundo a norma alemã **DIN 18516-4**, é permitido o uso do vidro de segurança endurecido a quente nos painéis de vidro ventilados de fachadas exteriores. Esta norma permite ainda a montagem de módulos solares com vidro de segurança endurecido, desde que a temperatura do vidro não ultrapasse **80 °C**. Actualmente já estão disponíveis no mercado módulos fotovoltaicos semitransparentes com uma estrutura laminada de vidro endurecido, especialmente comercializados para este tipo de aplicação.



Figura 5.40 - “Galeria” no Centro de Exibições de Essen. Os painéis interiores do envidraçado isolante são feitos de vidro laminado de segurança

Fotografia: Flabeg



Figura 5.41 - Parque de demonstração de energias renováveis em Garms, Suíça. Parapeito do balcão: envidraçado vertical Módulo fixado na estrutura de ferro do corrimão

Fotografia: www.synergiepark.ch

O propósito das medidas de protecção contra o fogo, consiste em prevenir o desenvolvimento e expansão do fogo. A protecção estrutural contra o fogo está definida no “*Regulamento da Segurança contra Incêndios*”. As paredes, os painéis da parede exterior, as estruturas e coberturas do telhado, assim como as tubagens e canalizações eléctricas, estão entre os componentes do prédio e materiais de construção que devem cumprir com os regulamentos de protecção contra o fogo.

Embora os módulos fotovoltaicos sejam compostos principalmente de materiais que não são combustíveis (vidro, silício, alumínio), também incorporam materiais inflamáveis (resina, plásticos). Por este motivo, não recebem em geral uma classificação máxima em termos de resistência e reacção ao fogo.



Figura 5.42 - Universidade Industrial de Nippon, em Tóquio Estrutura envidraçada de isolamento com placas de vidro aramado típicas do Japão em que o painel interior cumpre os requisitos de protecção contra o fogo

Fotografia: Flabeg

5.11.2 Normas internacionais

Na Europa, a organização **CENELEC** (Comité Europeu de Normalização Electrotécnica), é oficialmente reconhecida pela Comissão Europeia como sendo a única entidade na Europa responsável pela normalização no domínio da electrotecnia. A cooperação com a “Comissão Electrotécnica Internacional (IEC)”, consiste na submissão de novos processos normativos ao IEC. No **CENELEC** existe uma comissão técnica designada por “**CLC4/TC 82**”, exclusivamente dedicada à área de intervenção da energia fotovoltaica.

A normalização internacional tem lugar através da “Organização Internacional de Normas (ISO)” e da “Comissão Internacional Electrotécnica (IEC)”. A comissão técnica responsável pela área do fotovoltaico no interior do IEC, é o Comité Técnico **TC 82 “Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica”**. O resultado do trabalho desta comissão é publicado sob a forma de normas IEC.

Os esforços dirigidos para a garantia de qualidade da produção na indústria fotovoltaica, reúnem-se no **ISO** no programa internacional “**PV-GAP, Programa global de aprovação para os fotovoltaicos**”. O **PV-GAP** é baseado no sistema de gestão da qualidade das normas **ISO 9000 (ISO 9001, ISO 9004, ISO 19011, etc.)**, no sistema de verificação da qualidade dos componentes (**IECQ**), nas normas IEC e nas normas internacionais mais relevantes. O objectivo do **GAP-PV** é de ajudar a garantir a elevada qualidade dos produtos fotovoltaicos na produção em série.

5.12 Fichas de registo de dados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

1. Determinação da superfície mais adequada do telhado a partir da sua localização e dimensão

Área da superfície seleccionada do telhado: _____ m²
 Orientação: _____ ° (L = -90°, S = 0°, O = 90°, N = 180°)
 Inclinação do telhado : _____ °

2. Selecção dos módulos

Fabricante do módulo: _____ Código: _____
 Potência Nominal: _____ Eficiência: _____
 U_{OC}: _____ I_{SC}: _____
 U_{MPP}: _____ I_{MPP}: _____
 U_{OC (-10°)}: _____ U_{MPP(+70°)}: _____
 Altura: _____ Largura: _____
 Área: _____ Preço: _____
 Tipo de célula: _____ Garantia: _____
 Tomadas de ligação: sim não
 Número de díodos de “bypass”

3. Dimensionamento aproximado do gerador fotovoltaico

Área da superfície do Gerador: _____ m² - _____ m²

Número de módulos: _____ - _____

Potência do Gerador: _____ W_p - _____ W_p

4. Configuração específica do sistema e número de inversores

Configuração com inversor central: Tensão reduzida
Tensão elevada
Mestre-escravo

Configuração do inversor de cadeia de módulos: Conceito de campo ou fileira fotovoltaica

Módulo AC

Número de inversores. _____

5. Selecção dos inversores

Fabricante: _____ Código: _____

Potência nominal DC: _____ Potência máxima fotovoltaica: _____

Intervalo U_{MPP}: _____ - _____ Local do ponto de ligação: _____

Tensão de corte DC: _____ Eficiência: _____

U_{DC, max}: _____ I_{DC, max}: _____

Preço: _____ Garantia: _____

Registo de dados/visualizador: _____

6. Dimensionamento

Conferir a compatibilidade entre a esquema de ligação dos módulos e o inversor (tendo em atenção os seguintes casos: T = -10 °C, +70 °C, I_{max}).

Numero de módulos por cada fileira: n_{min} = _____ n_{max} = _____

Corrente máxima: I_{max} = _____

Potência total dos módulos por inversor: P_{PV} = _____

Caso ocorram discrepâncias, repetir os passos anteriores. Se necessário seleccionar diferentes módulos e/ou diferentes inversores.

Dimensão do sistema e número de componentes

Módulos por fileira: _____ Número de fileiras: _____

Número de inversores: _____ Número total de módulos: _____

Área total da superfície dos módulos: _____ Potência do gerador: _____

7. Desenho do esquema eléctrico do sistema

Prever no desenho os módulos, inversores, díodos, protecções contra curto-circuitos e sobretensões, pontos de isolamento, aparelhos de corte e de medida...

8. Dimensionamento dos cabos

Cabos de fileira Comprimento total: _____ m Secção transversal: _____ mm²

Cabo principal DC Comprimento total: _____ m Secção transversal: _____ mm²

Cabo do ramal de ligação à rede Comprimento total: _____ m Secção transversal: _____ mm²

9. Caixa de junção do gerador e interruptor principal DC

Selecção da caixa de junção do gerador.

Selecção dos corta-circuitos fusíveis e se necessário dos díodos de bloqueio da fileira.

Selecção do interruptor principal DC.

10. Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra

Especificação das medidas de protecção contra descargas atmosféricas.
Seleccção dos descarregadores de sobretensões.

11. Ligação ao sistema eléctrico público

Seleccção e teste do ponto de ligação à rede receptora
Verificar o comprimento e a secção dos cabos do ramal de interligação com a rede

12. Cotação da obra

Listagem das principais partes do sistema e dos respectivos custos. Estimativa dos recursos materiais e humanos, assim como do tempo envolvidos no projecto. Elaboração do orçamento do projecto.

13. Estimativa da produção energética

Prever a produção energética total anual do sistema (poderá ser utilizado um programa de simulação para o efeito).

Irradiação em cada unidade de área (kWh/m^2): _____

Irradiação na área da superfície total do gerador (kWh): _____

Perdas percentuais por sombreamento (%): _____

Produção total do sistema fotovoltaico (kWh): _____

(com um índice de desempenho de, por exemplo, 80%)

Produção específica (kWh/kWp): _____

14. Rascunho da implantação do gerador fotovoltaico no telhado

