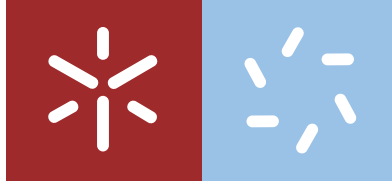


Universidade do Minho
Escola de Ciências

Albano Pedro Martins Loureiro

**Ciências, Tecnologias e Análise Económica
de Sistemas de Energia Fotovoltaica**



Universidade do Minho
Escola de Ciências

Albano Pedro Martins Loureiro

**Ciências, Tecnologias e Análise Económica
de Sistemas de Energia Fotovoltaica**

Dissertação de Mestrado
Mestrado em Ciências e Tecnologias do Ambiente
Ramo de Energia

Trabalho realizado sob orientação do
Prof. Luís Manuel Fernandes Rebouta

A ciência não é neutra porque a verdade de Galileu mudou o mundo. A ciência é neutra porque procede de acordo com o método científico e apenas descreve a realidade e torna universal a verdade científica. A aplicação da ciência não é neutra podendo ser usada para o bem ou para o mal.

Agradecimentos

Agradeço ao engenheiro Pedro Cunha pela ajuda e oportunidade de fazer o estágio na empresa DAPE em Braga. Agradeço aos que nesta empresa me acompanharam, ensinaram e esclareceram dúvidas como o engenheiro Tiago Rodrigues, o engenheiro Filipe Oliveira, o engenheiro Roberto Silva, o técnico Filipe Pereira, o técnico Hugo Marques, o gestor comercial Herculano Vasques, o Vítor Queirós e a todos os outros.

Agradeço à minha família, aos meus pais porque a minha inteligência é o reflexo da deles e sempre me incentivaram no estudo, aos meus irmãos que estão lá fora, ao meu irmão de Setúbal e à minha irmã do Porto pelo apoio dado, e aos meus tios, sempre grato, pelo incansável apoio.

Agradeço ao orientador da tese, o Professor Luís Rebouta pela disponibilidade e ajudas prestadas.

Agradeço a todos os meus colegas e amigos do mestrado e todos os amigos fora da Universidade.

Resumo

A dissertação de mestrado de Ciências, Tecnologias e Análise Económica de Sistemas de Energia Fotovoltaica consiste na exposição do estudo de Sistemas de Energia Fotovoltaica em contexto analítico e laboral, ou seja, inicialmente numa base teórica e explicativa acompanhada de seguida por um contexto prático e laboral na empresa DAPE em Braga, dando o conhecimento dos equipamentos de algumas marcas e respetivas fichas técnicas e ligações ao sistema.

O tema propriamente dito, debruça no estudo de sistemas fotovoltaicos que se compõem em várias partes tais como: a energia solar, tecnologias de painéis fotovoltaicos, os inversores, as baterias, controlador de carga, outros equipamentos associados, bombas solares e respetivo controlador.

Noutra fase, reunido o conhecimento de cada uma das tecnologias do sistema fotovoltaico, faz-se o estudo abrangente dos vários tipos de sistemas de autoconsumo. No capítulo seguinte, faz-se um estudo de bombas solares e respetivos controladores porque é um tipo particular de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.

Sabendo os equipamentos, tecnologias e os tipos de sistemas fotovoltaicos, faz-se o estudo do dimensionamento para obter os valores numéricos necessários de cada um dos equipamentos para constituir um sistema fotovoltaico de acordo com as necessidades e objetivos pretendidos. Por fim, faz-se um estudo da viabilidade económica de um projeto fotovoltaico para determinar o valor atual líquido, taxa interna de rendibilidade, período de recuperação do investimento e o retorno sobre o investimento e avaliar se é positivo investir e quanto num sistema fotovoltaico.

A presente dissertação salienta, quando necessário, a legislação que regula a atividade de produção de energia elétrica em sistemas de autoconsumo.

Palavras-Chaves: energia solar, tecnologias de painéis fotovoltaicos, inversores, baterias, controlador de carga, equipamentos associados, sistemas de autoconsumo, bombas solares, controlador solar, valor atual líquido, taxa interna de rendibilidade, período de recuperação do investimento, retorno sobre o investimento.

Abstract

The Master's thesis on Science, Technology and Economic Analysis of Photovoltaic Energy Systems consists of the exposition of the study of Photovoltaic Energy Systems in an analytical and labor context, that is, initially on a theoretical and explanatory basis followed by a practical and labor context In the company DAPE in Braga, giving the knowledge of the equipment of some brands and their respective technical sheets and connections to the system.

The topic itself, focuses on the study of photovoltaic systems that are composed in various parts such as: solar energy, photovoltaic panel technologies, inverters, batteries, charge controller, other associated equipment, solar pumps and respective controller. In another phase, gathering the knowledge of each of the technologies of the photovoltaic system, a comprehensive study of the various types of self-consumption systems is made. In the following chapter, a study of solar pumps and their controllers is made because it is a particular type of photovoltaic systems of self consumption.

Knowing the equipments, technologies and types of photovoltaic systems, the study of the sizing is done to obtain the necessary numerical values of each of the equipments to constitute a PV system according to the necessities and objectives. Finally, a study of the economic feasibility of a photovoltaic project is carried out to determine the net present value, internal rate of return, period of recovery of the investment and the return on the investment and to evaluate if it is positive to invest and how much in a photovoltaic system.

The present dissertation emphasizes, when necessary, the legislation that regulates the electric energy production activity in self consumption systems.

Keywords: solar energy, photovoltaic panels technologies, inverters, batteries, charge controller, associated equipment, self-service systems, solar pumps, solar controller, net present value, internal rate of return, payback period, return on investment.

Índice

1. Energia Solar.....	1
1.1 Orientação, inclinação e posição do painel solar	3
1.2 Distância mínima entre painéis FV e obstáculos	10
Referências bibliográficas	13
2. Tecnologias de painéis fotovoltaicos.....	16
2.1 Efeito fotovoltaico.....	16
2.2 Estrutura microscópica da célula fotovoltaica.....	17
2.3 Estrutura macroscópica de uma Célula Fotovoltaica	33
2.3.1 Célula Fotovoltaica de Silício Monocristalino	34
2.3.2 Célula Fotovoltaica de Silício Policristalino.....	35
2.3.3 Célula Fotovoltaica de Silício amorfo.....	37
2.4 Módulos e painéis fotovoltaicos	38
2.5 Equação característica de uma célula fotovoltaica e curva característica I-V e P-V	46
2.5.1 Resistências em série e em paralelo de células fotovoltaicas	56
2.6 Tipos de associações de células e módulos fotovoltaicos	59
2.7 Díodos de proteção.....	71
2.8 Sombreamento em módulos fotovoltaicos em série e em paralelo	79
Referências bibliográficas	83
3. Inversores	90
3.1 – Tipos de inversores	90
3.2 - Configuração dos inversores grid-tie.....	104
Referências bibliográficas	108
4. Baterias	113
4.1 - Bateria de Pb-ácido, VRLA e ciclo profundo	114
4.2 - Bateria de Pb-ácido VRLA com tecnologia gel	119
4.3 - Bateria de Pb-ácido VRLA com tecnologia AGM	125
4.4 - Características da bateria de Pb-ácido	129
4.5 - Tipos de associações de baterias.....	133
Referências bibliográficas	136
5. Controlador de Carga	140

5.1 - Tipos de controladores de carga	142
Referências bibliográficas	151
6. Outros Equipamentos Associados	154
6.1. Condutores ou cablagem	154
6.2 - Estrutura de suporte	157
Referências bibliográficas	162
7. Autoconsumo.....	163
7.1 - Tipos de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.....	163
7.2 - Esquemas de ligação das unidades de produção fotovoltaicas	165
7.3 - Exemplo de aplicação de sistema fotovoltaico de autoconsumo	177
7.4 - Kits de autoconsumo	180
7.3 - Kits solares com acumulação de energia.....	184
Referências bibliográficas	194
8. Bombas Solares.....	199
8.1. Controladores solares	208
8.2 Exemplo de aplicação de sistema fotovoltaico de bombeamento de água	215
Referências bibliográficas	221
Anexo 1 – eletrobombas submersíveis da série S6	224
Anexo 2 – eletrobombas submersíveis da série S4	231
Anexo 3 – eletrobombas de superfície da série SMV	235
9. Dimensionamento	239
9.1 – Sistemas fotovoltaicos off-grid.....	239
9.2 – Sistemas fotovoltaicos on-grid	241
9.2 – Sistemas de bomba solar.....	244
Referências bibliográficas	246
10. Análise da Viabilidade Económica	248
Referências bibliográficas	266
11. Conclusão.....	267

Lista de figuras

Figura 1.1 - Sistema solar.....	1
Figura 1.2 - Componentes da radiação solar recebidas pelo painel fotovoltaico: radiação direta, difusa e refletida ou albedo.....	2
Figura 1.3 - Figura ilustrativa da quantidade de energia disponível de radiação solar na superfície terrestre, das quantidades de reserva de energias, fósseis e nuclear, e o consumo mundial de energia.....	3
Figura 1.4 – (a) azimute solar; (b) azimute do painel fotovoltaico.	4
Figura 1.5 - Orientação de painéis solares no hemisfério Norte e no hemisfério Sul.....	4
Figura 1.6 - Azimute do painel fotovoltaico em Portugal.	5
Figura 1.7 - Cálculo de Inclinações ótimas dos painéis solares e exemplos de inclinações em 3 cidades de Portugal.....	5
Figura 1.8 - Exemplos de instalação em telhado e numa fachada.....	6
Figura 1.9 - Deposição de neve nos painéis FV na posição vertical e horizontal. Na posição vertical a neve cobre todas as fileiras de células em série. Na posição horizontal a neve cobre 1 fileira de células em série.....	6
Figura 1.10 - painel FV na posição horizontal.....	7
Figura 1.11 - Declinação solar ao longo do ano.	8
Figura 1.12 - Incidência da radiação solar em várias alturas do ano.	8
Figura 1.13 - ângulos da radiação solar e ângulos do painel FV: γ_s - azimute solar; γ_{FV} -azimute do painel FV; θ_s - incidência da radiação direta;..... θ_z - ângulo de incidência zenital; β - inclinação do painel FV; α_s - altura solar.....	9
Figura 1.14 - painéis FV num plano horizontal e não horizontal.....	10
Figura 1.15 - Parâmetros para o cálculo da distância mínima entre o objeto ou obstáculo e o painel FV.	11
Figura 1.16 - Fator de afastamento versus latitude do local dos painéis FV.	12
Figura 2.1 - efeito FV num painel solar FV.....	17
Figura 2.2 - Silício com 99% de pureza.	17
Figura 2.3 – Elétrões de valência de um átomo de um condutor, semicondutor e isolante.....	18
Figura 2.4 - o átomo de silício isolado tem 4 elétrões de valência.	18
Figura 2.5 - os átomos de silício têm 4 elétrões de valência partilhados por ligação covalente.....	19
Figura 2.6 - estrutura cristalina do silício – rede cúbica de faces centradas.....	19
Figura 2.7 - silício puro a zero Kelvin.	20
Figura 2.8 - silício puro a 27°C.....	20
Figura 2.9 - movimento de lacunas e elétrões.	21
Figura 2.10 - diagrama de bandas do silício.	21
Figura 2.11 - diagrama de bandas e E_g dos diferentes tipos de materiais.....	22
Figura 2.12 - semicondutor intrínseco de silício.....	22
Figura 2.13 - Diagrama de bandas de um semicondutor intrínseco.	23
Figura 2.14 - emissão e absorção de energia.	23

Figura 2.15 - semicondutor tipo N.....	24
Figura 2.16 - Diagrama de bandas de um semicondutor tipo N, mostrando o nível dador e eletrões livres a temperaturas diferentes.	25
Figura 2.17 - semicondutor tipo P.	25
Figura 2.18 - Diagrama das bandas de energia para semicondutores extrínsecos do tipo P.....	26
Figura 2.19 – semicondutor tipo N e semicondutor tipo P. Os eletrões e lacunas deslocam-se no interior dos semicondutores.....	27
Figura 2.20 - semicondutor tipo N e semicondutor tipo P.	27
Figura 2.21 - junção PN.....	28
Figura 2.22 - migração de um eletrão na junção PN gera um ião dador positivo de fósforo no semicondutor tipo N perto da junção metalúrgica.	28
Figura 2.23 - migração da lacuna gera um ião aceitador negativo de boro.....	29
Figura 2.24 – iões positivos e iões negativos ao longo da junção metalúrgica.....	29
Figura 2.25 - campo elétrico, junção metalúrgica e camada de depleção.....	30
Figura 2.26 - luz solar na junção PN.....	30
Figura 2.27 - geração de pares eletrões-lacunas.....	30
Figura 2.28 - as cargas deslocam-se gerando corrente elétrica.	31
Figura 2.29 - ligando um fio condutor de uma carga nas extremidades da junção, uma corrente elétrica percorre o circuito.....	31
Figura 2.30 - efeito FV na célula FV.	32
Figura 2.31 - balanço energético de uma célula FV.	32
Figura 2.32 – estrutura de uma célula fotovoltaica.	33
Figura 2.33 - Processo de Czochralski.....	34
Figura 2.34 - lingote monocristalino.....	34
Figura 2.35 - Células de silício monocristalinas.	35
Figura 2.36 – lingotes policristalinos.	35
Figura 2.37 - Tipos de estrutura atómica do silício. (a) monocristalina; (b) policristalina; (c) amorfa.	36
Figura 2.38 – Processo de fabrico de células fotovoltaicas monocristalinas e policristalinas.....	36
Figura 2.39 - Células de silício policristalinas.	37
Figura 2.40 – células fotovoltaicas de silício amorfo.....	38
Figura 2.41 – Módulos FV monocristalinos e policristalinos compostos por 60 células ligadas em série.....	39
Figura 2.42 - Célula, módulo, painel e instalação FV.....	39
Figura 2.43 - Constituição de um módulo FV monocristalino.	40
Figura 2.44 - Secção transversal de um módulo FV.	41
Figura 2.45 – Caixa de conexão, cabos e conetores solares.	41
Figura 2.46 – especificações dos módulos FV monocristalinos Sunrise.....	42
Figura 2.47 - especificações do módulo FV policristalino Sharp.	43
Figura 2.48 – módulo FV amorfo.	44
Figura 2.49 - especificações do módulo FV amorfo Kaneka Solar U-EA110 110W.	45
Figura 2.50 - principais diferenças dos tipos de módulos FV.	46

Figura 2.51 - Circuito elétrico equivalente simplificado e real de uma célula FV.	47
Figura 2.52 - Ilustração da definição do coeficiente AM.....	49
Figura 2.53 – Curva I-V de uma célula FV no escuro, pouco e bem iluminada:	
(a) no escuro a célula tem as características elétricas de um díodo.....	
(b) a célula começando a ser iluminada, sua curva I-V desloca-se para o 4º quadrante...	
(c) quanto maior a iluminação ou intensidade da radiação, maior é o deslocamento da curva.....	
(d) a curva é, por convenção rebatida sobre o eixo das tensões, tomando o 1º quadrante.....	51
Figura 2.54 - curva característica I-V.	52
Figura 2.55 – Curvas da potência máxima célula FV em STC.	53
Figura 2.56 – Gráfico I-V da variação da irradiação solar a uma temperatura constante de uma célula FV. O aumento da irradiação solar aumenta a corrente elétrica.	54
Figura 2.57 - Gráfico P-V da variação da irradiação solar a uma temperatura constante de uma célula FV.	55
Figura 2.58 - Gráfico I-V da variação da temperatura a uma irradiação solar constante de uma célula fotovoltaica. O aumento da temperatura diminui a tensão elétrica máxima.	55
Figura 2.59 – Gráfico P-V da variação da temperatura a uma irradiação solar constante de uma célula fotovoltaica. O aumento da temperatura diminui a potência elétrica.....	56
Figura 2.60 - Efeito da R_s na curva I-V de uma célula FV com temperatura e irradiância STC considerando a resistência em paralelo, R_p , em aberto, ou seja, $R_p = \infty$	57
Figura 2.61 - Efeito da R_p na curva I-V de uma célula FV com temperatura e irradiância STC considerando a R_s nula, ou seja, $R_s = 0$	57
Figura 2.62 – Curva I-V de um painel FV e modo de funcionamento em função da resistência externa de carga.	58
Figura 2.63 - Ligação em série de módulos FV.	59
Figura 2.64 - caixa de conexão, cabos e conectores solares MC4.	59
Figura 2.65 – conector solar MC4 positivo ou macho (á esquerda), conector solar MC4 negativo ou fêmea (á direita).....	60
Figura 2.66 - Ligação em série de 2 módulos FV. O conector solar MC4 positivo do painel á esquerda liga ao conector solar MC4 negativo do painel á direita. Os restantes conectores solares MC4 ligarão ao inversor ou a um controlador de carga.....	60
Figura 2.67 - associação de células e módulos FV em série.	61
Figura 2.68 - Ligações em paralelo de módulos FV.	62
Figura 2.69 - conector duplo MC4 negativo.....	62
Figura 2.70 - conector duplo MC4 positivo.	62
Figura 2.71 - Ligação em paralelo de 2 módulos FV. Os conectores MC4 negativos ligam ao conector duplo negativo e os conectores MC4 positivos ligam ao conector duplo positivo. Posteriormente são ligados a cabos solares para fazer a ligação ao inversor ou a um controlador de carga.....	63
Figura 2.72 - associação de células e módulos FV em paralelo.....	64
Figura 2.73 - Ligações em série e paralelo de módulos FV.	65

Figura 2.74 - associação mista de células e módulos.	66
Figura 2.75 – Ligação em série de 2 painéis FV iguais.	67
Figura 2.76 - Ligação em série de 2 painéis FV diferentes.	68
Figura 2.77 – Ligação em paralelo de 2 painéis FV iguais.	68
Figura 2.78 - Ligação em paralelo de 2 painéis FV diferentes. Caso as tensões elétricas sejam diferentes assume para funcionamento o valor mais baixo das tensões. ...	69
Figura 2.79 – Ligação em série e em paralelo de 6 painéis solares iguais.	70
Figura 2.80 – Ligação em série e em paralelo de 6 painéis solares diferentes. Para as tensões assume o valor mais baixo e para a corrente somam-se.	71
Figura 2.81- células fotovoltaicas em série.	72
Figura 2.82 – numa fileira se uma célula fotovoltaica está sombreada por folhas não há tensão e corrente elétrica.	72
Figura 2.83 - hot spots num módulo FV.	73
Figura 2.84 – Modelo da célula FV com um díodo de desvio.	73
Figura 2.85 - módulo FV de 60 células com 3 díodos de desvio.	74
Figura 2.86 – Para módulos de pouco sombreamento ou pouca diferença de tensão elétrica, toda a corrente passa através do módulo para as cargas e nenhuma corrente passa através do díodo.	74
Figura 2.87 - no caso de muita sombra ou defeito em uma fileira, nenhuma corrente passa na fileira conseguindo passar através do díodo de desvio.	75
Figura 2.88 - Curvas I-V de módulos FV sem e com díodos de desvio.	76
Figura 2.89 – caixa de junção e díodos de desvio.	76
Figura 2.90 – Associação paralelo de módulos FV com díodos de bloqueio.	77
Figura 2.91 – Associação série-paralelo de módulos fotovoltaicos com díodos de proteção.	77
Figura 2.92 - díodos de bloqueio e fusíveis de proteção na caixa de conexão.	78
Figura 2.93 - caixa de conexões para várias fileiras de módulos fotovoltaicos com díodos de bloqueio e fusíveis.	78
Figura 2.94 - sombreamento em módulos fotovoltaicos em série. No gráfico, na curva I-V e na curva P-V de cor preta não há sombreamento; de cor azul, 2 módulos estão com sombreamento; de cor verde, 4 módulos estão com sombreamento; de cor laranja, 6 módulos estão com sombreamento; de cor vermelha, 8 módulos estão com sombreamento.	80
Figura 2.95 – sombreamento em 2 fileiras de módulos fotovoltaicos.	81
No gráfico, na curva I-V e na curva P-V de cor preta não há sombreamento; de cor azul, 2 módulos estão com sombreamento; de cor verde, 4 módulos estão com sombreamento; de cor laranja, 6 módulos estão com sombreamento; de cor vermelha, 8 módulos estão com sombreamento.	81
Figura 2.96 - sombreamento em várias fileiras de módulos fotovoltaicos.	82
No gráfico, na curva I-V e na curva P-V de cor preta não há sombreamento; de cor azul, 2 módulos estão com sombreamento; de cor verde, 4 módulos estão com sombreamento; de cor laranja, 6 módulos estão com sombreamento; de cor vermelha, 8 módulos estão com sombreamento.	82
Figura 3.1- símbolo elétrico do inversor CC/CA.	90

Figura 3.2 – Classificação dos tipos de inversores de acordo com o funcionamento....	92
Figura 3.3 - sistema fotovoltaico grid-tie com:(a) transformador na frequência da rede, 50 a 60 Hz; (b) transformador em alta frequência, 10 a 50 Hz.....	93
Figura 3.4 – sistema FV com: (a) inversor solar sem transformador; (b) conversor elevador CC/CC integrado com o inversor sem transformador.....	94
Figura 3.5 - vantagens e desvantagens do uso de inversores auto-comutados com transformadores e sem transformadores.....	95
Figura 3.6 - inversor grid-tie.	95
Figura 3.7 – as ligações do inversor ao sistema fotovoltaico:.....	
A – ligação de CC dos conetores solares MC4 positivo e negativo;	
B – interface RS232/RS485 que faz a ligação a um computador, via wireless, para monitorizar;.....	
C - ligação da CA á RESP.....	
O inversor grid-tie tem também um botão on-off.	96
Figura 3.8 - características dos inversores para sistemas FV de corrente, sem transformador e monofásico de 3000, 4500 e 5000 W.	97
Figura 3.9 - inversor MasterPower OMEGA EU utilizado pela DAPE.	98
Figura 3.10 – armário com inversor MasterPower OMEGA EU e 4 baterias que fazem parte dos kits solares OASIS.	98
Figura 3.11 - Inversor híbrido.	99
Figura 3.12 – inversor programado para carregar as baterias somente por painéis FV.99	
Figura 3.13 - ligações do inversor:.....	
A – fusível automático para proteger de sobrecargas	
B – entrada CA	
C – saída CA	
D – conector RS485 de comunicação a um computador para monitorizar;.....	
E – entrada dos painéis fotovoltaicos.....	
F – entrada de baterias.....	
O inversor tem também um botão on-off.....	101
Figura 3.14 – características elétricas dos inversores para potências de 1200 W e 2400 W, das baterias e do controlador de carga associados.....	101
Figura 3.15 – microinversor Enphase M215. Do lado esquerdo tem os conetores MC4 negativo e positivo que ligam aos painéis, do lado direito tem o cabo de engate que faz a ligação a outros microinversores ou a uma ficha que liga ás tomadas ou ao quadro geral.	102
Figura 3.16 - características técnicas do microinversor Enphase M215.	103
Figura 3.17 - sistema FV com inversor central.	105
Figura 3.18 - sistema FV com inversores série.	105
Figura 3.19 - sistema FV com inversores multisérie.....	106
Figura 3.20 - sistema FV com microinversores integrados.	107
Figura 4.1 - Símbolo elétrico da bateria.	113
Figura 4.2 – Esquema de uma célula de chumbo-ácido.....	114
Figura 4.3 - Ligação em série de 6 células chumbo-ácido de uma bateria.	115

Figura 4.4 - Reações químicas envolvidas na fase de descarga da bateria de Pb-ácido.	115
Figura 4.5 - Realização de um ciclo carga/descarga da bateria de Pb-ácido. No processo de descarga o eletrólito H_2SO_4 forte passa para eletrólito H_2SO_4 fraco e no processo de carga o eletrólito H_2SO_4 fraco passa para eletrólito H_2SO_4 forte.	116
Figura 4.6 - Reação química total de descarga e carga da bateria Pb-ácido.....	117
Figura 4.7 – Válvulas de segurança da bateria VRLA da Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100.	117
Figura 4.8 - Válvulas de segurança da bateria VRLA da Ultracell UCG150-12/150Ah..	118
Figura 4.9 - Baterias de Pb-ácido de gel da Ultracell UCG150-12/150Ah.	120
Figura 4.10 - Baterias VRLA com tecnologia gel.	120
Figura 4.11 – As fissuras e micro ruturas no gel permitem a recombinação dos gases gerados nas superfícies das placas da bateria de gel.	121
Figura 4.12 - Ciclo de recombinação do O_2 e H^+	121
Figura 4.13 - Capacidade em função da temperatura em baterias de gel de diferentes capacidades.	123
Figura 4.14 - Efeito da temperatura na vida cíclica da bateria de gel da Ultracell UCG150-12/150Ah em carga de flutuação, ou seja, a bateria permanece carregada e sem fornecer corrente ao consumidor.	124
Figura 4.15 - Relação geral da capacidade e tempo de armazenamento da bateria... ..	125
Figura 4.16 – Bateria Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100.	126
Figura 4.17 - Baterias VRLA com tecnologia AGM.....	127
Figura 4.18 – O separador de microfibras de vidro absorvente permite o ciclo de recombinação do O_2 na bateria AGM.	127
Figura 4.19 – Composição da bateria VRLA com tecnologia AGM.....	128
Figura 4.20 - Capacidade versus temperatura da bateria Master U-power AGM UP-SP160.	129
Figura 4.21 - Relação entre a profundidade de descarga e os ciclos de vida útil da bateria de Pb-ácido de gel da Ultracell UCG150-12/150Ah.....	131
Figura 4.22 - Características da bateria Ultracell UCG150-12/150Ah.	132
Figura 4.23 - Características da bateria Master U-power AGM UP-SP160.	133
Figura 4.24 - Ligação em série de baterias.	134
Figura 4.25 - Ligação em paralelo de baterias.....	134
Figura 4.26 - Ligação em série e em paralelo de baterias.	135
Figura 5.1 – gráfico com os níveis de tensão da bateria	142
Figura 5.2 - controlador de série.	143
Figura 5.3 – Sistema FV com controlador shunt.	144
Figura 5.4 - controlador de carga por modulação por largura de pulso (PWM).....	145
Figura 5.5 - Sistema fotovoltaico com controlador MPPT.....	145
Figura 5.6 - victron energy BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35.....	146
Figura 5.7 - Ficha técnica do controlador de carga BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35.	147
Figura 5.8 - ligações do sistema FV ao controlador de carga BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35.....	148

Figura 5.9 - Etapas de carga de uma bateria realizada pelo controlador solar.....	149
Figura 6.1 - cabo solar negativo 4 mm ² que liga os painéis ao inversor.	154
Figura 6.2 – cabo solar positivo de 4mm ² que liga os painéis ao inversor.....	155
Figura 6.3 - cabos de módulos ou cabos de fileiras.....	155
Figura 6.4 - cabo principal CC.	156
Figura 6.5 - cabo do ramal CA.....	156
Figura 6.6 - cabo do ramal XV ou FVV de 5 polos que liga o inversor ao quadro de proteção. Os condutores de ligação trifásica têm 5 polos: L1 de cor castanha, L2 de cor preta, L3 de cor cinza, neutro de cor azul e fio terra de verde e amarelo.	157
Figura 6.7 - corte e montagem de uma estrutura de suporte em alumínio.	158
Figura 6.8 - seguidor de eixo horizontal.	160
Figura 6.9 - seguidor de um eixo azimutal.	160
Figura 6.10 - seguidor de um eixo polar.	161
Figura 6.11 - seguidor de 2 eixos.	161
Figura 6.12 – sistema FV com painéis FV, seguidor de 2 eixos e quadro de funcionamento do seguidor e de proteção instalado pela DAPE.	161
Figura 7.1 - Tipos de sistemas FV de autoconsumo.	163
Figura 7.2 – Exemplos de configurações de sistemas FV.	164
O sistema FV on-grid com inversor e venda de eletricidade é UPAC ou UPP.	164
Figura 7.3 - Interruptor diferencial com sensibilidade de 0,03 A para desligar quando á corrente de fuga.....	165
Figura 7.4 - disjuntor térmico.	166
Figura 7.5 - quadro de proteção CA, composto por um interruptor diferencial e disjuntor bipolar, ligado a uma fase e ao neutro.	166
Figura 7.6 - ligação do eléctrodo de terra do tipo piquete ao fio terra (verde e amarelo) que é conetado ao barramento do quadro eléctrico.	167
Figura 7.7 - Ligação da parte metálica do painel FV, inversor, massa das cargas CA ao barramento terra no quadro eléctrico de um sistema FV off-grid.....	167
Figura 7.8 - Ligação da parte metálica do painel FV, inversor, massa das cargas CA ao barramento terra no quadro eléctrico de um sistema FV on-grid.	168
Figura 7.9 - fusível, seccionador de fusível bipolar e símbolo eléctrico. O seccionador tem o fusível no lado direito e no lado esquerdo leva um contacto fechando o circuito.....	168
Figura 7.10 - sistema FV autónomo com controlador da bomba solar e carga CA (bomba solar).	169
Figura 7.11 - sistema FV autónomo com inversor e carga CA.....	169
Figura 7.12 - sistema FV autónomo com controlador de carga, baterias, inversor e carga CA.....	171
Figura 7.13 - sistema híbrido, fotovoltaico e eólico, autónomo com inversor híbrido e carga CA.....	171
Figura 7.14 - sistema FV on-grid com inversor, contador de consumo, carga CA e sem venda de eletricidade. O inversor recebe um sinal do SolarLog para evitar que eletricidade seja injetada na rede.....	172

Figura 7.15 - sistema FV on-grid com inversor, contador bidirecional, carga CA, com venda de eletricidade.....	173
Figura 7.16 – Portinhola com ligadores e fusíveis.....	174
Figura 7.17 - contador bidirecional Itron SL7000.....	174
Figura 7.18 - sistema FV on-grid com controlador de carga, baterias, inversor, carga CA e sem venda de eletricidade. O inversor recebe um sinal do SolarLog para evitar que eletricidade seja injetada na rede.	175
Figura 7.19 - sistema FV on-grid com controlador de carga, baterias, inversor, contador bidirecional, carga CA com venda de eletricidade.....	175
Figura 7.20 - sistema híbrido, fotovoltaico e eólico, on-grid com inversor híbrido, contador de consumo, carga CA e sem venda de eletricidade. O inversor recebe um sinal do SolarLog para evitar que eletricidade seja injetada na rede.....	176
Figura 7.21 - sistema híbrido, fotovoltaico e eólico, on-grid com inversor híbrido, contador bidirecional, carga CA e com venda de eletricidade.	176
Figura 7.22 - unidade de pequena produção (UPP) com inversor, contadores, carga CA e com venda de eletricidade.	177
Figura 7.23 - Empresa FRUTUS situada em Sobrena nas Caldas da Rainha.	178
Figura 7.24 - inversores SMA de 25 kW.....	178
Figura 7.25 - 1250 painéis FV policristalinos de 255 W com suporte em alumínio.	179
Figura 7.26 - quadro geral da instalação FV.	179
Figura 7.27 - kit de autoconsumo de 250 W.	180
Figura 7.28 - possibilidades de montagem do kit de autoconsumo.	181
Figura 7.29 - principais características do kit de autoconsumo de 2500 W.....	181
Figura 7.30 - requisitos exigidos para uma instalação de autoconsumo até 1500 W.	181
Figura 7.31 - produção média e a poupança anual estimadas de um conjunto de kits de autoconsumo de 250 W.	182
Figura 7.32 -principais características do kit de autoconsumo de 500 W.	182
Figura 7.33 - requisitos exigidos para uma instalação de autoconsumo até 1500 W.	183
Figura 7.34 - produção média e a poupança anual estimadas de um conjunto de kits de autoconsumo de 250 W.	183
Figura 7.35 - pack para autoconsumo empresarial.....	183
Figura 7.36 - kit solar OASIS: painel policristalino e armário para armazenamento de baterias	185
Figura 7.37 - armário com inversor off-grid e 4 baterias que fazem parte dos kits solares OASIS.....	185
Figura 7.38 - principais características do kit solar OASIS 0.3.....	187
Figura 7.39 - exemplo de produção do kit solar OASIS 0.3.	187
Figura 7.40 - principais características do kit solar OASIS 1.	188
Figura 7.41 - exemplo de produção do kit solar OASIS 1.	188
Figura 7.42 - principais características do kit solar OASIS 2.	189
Figura 7.43 - exemplo de produção do kit solar OASIS 2.	189
Figura 7.44 - principais características do kit solar OASIS 4.	190
Figura 7.45 - exemplo de produção do kit solar OASIS 4.	190
Figura 7.46 - principais características do kit solar OASIS 6.	191

Figura 7.47 - exemplo de produção do kit solar OASIS 6.	191
Figura 7.48 - principais características do kit solar OASIS 12.	192
Figura 7.49 - exemplo de produção do kit solar OASIS 12.	193
Figura 8.1 - sistema FV de bombeamento de água.	199
Figura 8.2- alguns tipos de fendas ou ralos dos tubos drenados.	201
Figura 8.3 - centralizador da coluna de revestimento do furo.	201
Figura 8.4 - pré-filtro de areão calibrado.	202
Figura 8.5 – isolamento.	202
Figura 8.6 - camisa de arrefecimento.	203
Figura 8.7 - Exemplo de um esquema genérico relativo às fases principais da evolução da construção de um furo.	203
Figura 8.8 – Constituição de uma eletrobomba submersível centrífuga.	204
Figura 8.9 - Constituição de uma eletrobomba de superfície centrífuga.	205
Figura 8.10 - (A) distância horizontal da eletrobomba ao reservatório; (B) distância ou o comprimento dos cabos da eletrobomba ao controlador; (C) distância do nível médio da água à superfície do poço; (D) desnível em relação ao depósito e a superfície do poço; (E) distância ou o comprimento dos cabos da eletrobomba aos painéis FV; (F) profundidade do poço; (G) distância da eletrobomba ao nível médio da água. A altura manométrica é a altura que a bomba consegue elevar o líquido é, portanto, a soma das distâncias C+D.	206
Figura 8.11 - sensor de nível.	207
Figura 8.12 – boia ou controlo de nível de líquidos.	207
Figura 8.13 - controlo do nível para arrancar quando o reservatório quase vazio e para parar quando o reservatório está preenchido e as devidas ligações dos cabos elétricos.	208
Figura 8.14 - controlador solar da empresa DAPE. (1) tem um comutador para o FV, RESP ou gerador de energia como o motor a diesel ou outro tipo de fonte de energia. Se não houver energia solar suficiente, o controlador vai buscar o que falta á RESP para trabalhar a 100%. O OFF desliga o controlador. (2) ligação dos painéis FV em CC aos conetores solares MC4. (3) tem duas ligações ás sondas, uma para a boia do reservatório e outra para os sensores do furo, poço, lago, rio ou canais de água (4) entrada gerador/ rede em C.A. (5) ligação da eletrobomba (6) ligação á terra.	209
Figura 8.15 - variador de frequência OMRON MX2 trifásico 15 kW e 400 V usado na DAPE	210
Figura 8.16 - montagem de controladores solares da empresa DAPE e dos variadores de frequência OMRON.	210
Figura 8.17 - características dos controladores solares da DAPE de 0.75 kW e 1.5 kW.	211
Figura 8.18 - características dos controladores solares da DAPE de 2.2kW, 3.0kW e 4.0kW.	212
Figura 8.19 - controlador solar da DAPE de 3kW.	212
Figura 8.20 - características dos controladores solares da DAPE de 5.5kW, 7.5kW, 11.0kW e 15.0kW.	213

Figura 8.21 - características dos controladores solares da DAPE de 18.5kW, 22.0kW, 30.0kW, 37.0kW e 45.0kW.....	213
Figura 8.22 - características dos controladores solares da DAPE de 55.0kW, 75.0kW, 90.0kW, 110.0kW, 132.0kW, 160.0kW e 220.0kW.	214
Figura 8.23 - controlador solar da DAPE de 18.5kW-220kW.	214
Figura 8.24 - campo vinícola de 50 hectares da Quinta Valle de Passos em Valpaços.	215
Figura 8.25 - eletrobomba submersa FT62710 de 11 kW com sensor de nível no rio Rabaçal.	215
Figura 8.26 – Ficha técnica da eletrobomba submersível FT62710 de 11kW.....	216
Figura 8.27 - lago que faz de reservatório com a capacidade de 1500 m ³ ou 1500 000 litros de água.	217
Figura 8.28 -. tubo de água (tubo preto com risca azul) e o tubo de cabos elétricos (tubo vermelho) que ligam a eletrobomba, painéis e o lago (reservatório).	217
Figura 8.29 - saída do tubo de água no lago e boia ou controle de nível.	218
Figura 8.30 - painéis FV de 250 W.	218
Figura 8.31 - painéis FV de 250 W.	219
Figura 8.32 – painéis FV, habitáculo e controlador solar CBS 110001 de 11 kW.....	219
Figura 8.33 - controlador solar CBS 110001 de 11 kW.....	220
Figura 8.34 - eletrobomba submersível da série S6.	224
Figura 8.35 - eletrobomba submersível da série S4.	231
Figura 8.36 - eletrobomba de superfície da série SMV.	235
Figura 9.1 - horas de vazio, cheias e pontas no horário do ciclo diário e no horário do ciclo semanal.	241
Figura 9.2 - fatura energética trimensal de 15 junho a 14 setembro 2016.	242
Figura 9.3 – O caudal necessário é de 2,5 m ³ /h situando-se entre 2,1 e 2,7 m ³ /h, conforme a tabela, e a HmT é de 30 metros situando-se entre os 18 e 43 metros na tabela e como resultado destes dados obtém-se a eletrobomba trifásica FT 41.5 15F.	245
Figura 10.1 - Preenchimento de dados para calcular a média de produção de energia FV.....	250
Figura 10.2 - média anual de produção de energia FV.....	251
Figura 10.3 - investimento inicial, ano, taxa de atualização, fator de atualização, fluxo de caixa ou poupança futuras, fluxos de caixa atualizados para o presente, fluxos de caixa atualizados e acumulados, VAL, TIR, PRI e ROI.	253
Figura 10.4 - Gráfico da relação do VAL e do TIR. TIR ao ser utilizada como taxa de desconto, torna o VAL igual a zero.	255
Figura 10.5 – Verificação, na folha de Excel, se o valor de TIR iguala o VAL a zero e de facto está próximo.	257

1. Energia Solar

O Sol é a estrela mais próxima da Terra, tem um diâmetro equatorial de cerca de 1 390 000 km e a Terra tem um diâmetro equatorial de 12 756 km e distam, em média, 149 600 000 km ou 1 unidade astronómica (U.A.), figura 1.1.



Figura 1.1 - Sistema solar. [1]

De toda a energia emitida pelo Sol, cerca de 39×10^{25} watts (W) ou joules num segundo (J/s) (ou 390 yottawatts), chegam à zona superior da atmosfera da Terra 174×10^{15} watts (174 petawatts) de energia, devido à distância e tamanho da Terra.

A taxa da energia solar recebida por unidade de área varia entre 1350 W/m^2 e 1420 W/m^2 .

O valor médio da taxa da energia solar recebida por unidade de área, perpendicular ao plano no limite exterior da atmosfera, para a distância média da Terra e do Sol é a **constante solar (S)**:

$$S = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad \text{ou} \quad S = 1367 \frac{\text{J}}{\text{s} \times \text{m}^2} \quad [4]$$

Ao atravessar a atmosfera, a energia ou a radiação solar tem perdas de absorção, difusão e reflexão. Ocorre a absorção quer pela atmosfera composta por CO_2 , vapor de água, ozono (absorve as radiações UV), partículas sólidas (absorvem as radiações infravermelhas), quer pela superfície terrestre. A radiação solar absorvida pela superfície terrestre converte-se em energia calorífica, aquecendo a superfície e atingindo o equilíbrio térmico.

A difusão da radiação ocorre quando gases, poeiras e gotículas de água da atmosfera difundem em todas as direções a radiação solar, sendo mais intensa para a radiação de menor comprimento de onda (azuis e violetas), fazendo com que o céu seja azul. Parte da energia difundida é enviada para o espaço e outra parte atinge a superfície terrestre.

Em relação à reflexão, denomina-se por albedo a fração de energia refletida por um corpo em relação à energia recebida. A reflexão varia consoante a cor, a estrutura dos materiais: gelo, vegetação, rochas, mar, etc...

A percentagem aproximada de radiações que chegam à superfície terrestre é de 43% para a radiação direta, 25% para a radiação difusa e 6% para a radiação de albedo (Figura 1.2), totalizando 74% de radiação total [2].

Sabendo que do valor da constante solar, 74% chega à superfície terrestre obtém-se o valor aproximado de 1000 W/m^2 de radiação solar total variando conforme a latitude do lugar, a hora do dia, a época do ano e a transparência da atmosfera.

1000 W/m^2 é um valor usado por defeito nos testes de painéis fotovoltaicos.

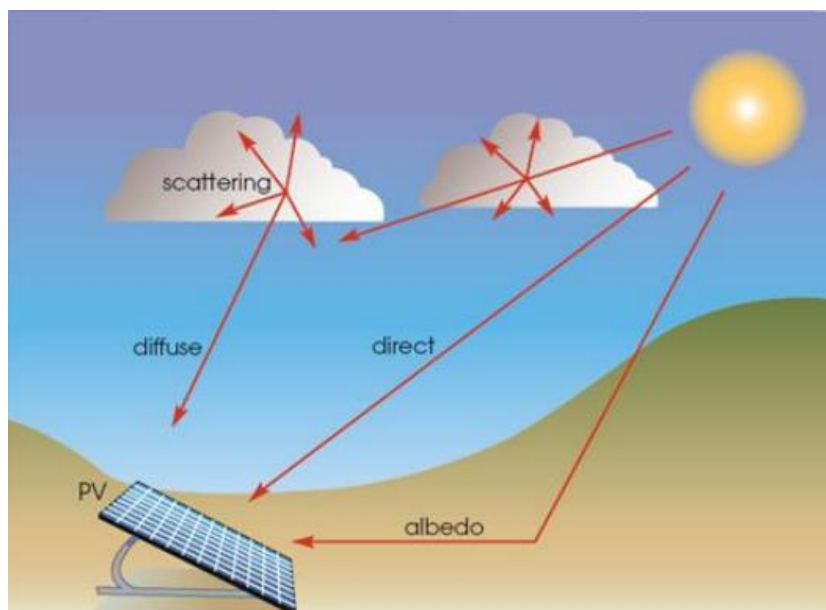


Figura 1.2 - Componentes da radiação solar recebidas pelo painel fotovoltaico: radiação direta, difusa e refletida ou albedo. [3]

A energia solar é a maior fonte de energia. Os recursos solares representam um valor maior do que todas as reservas de energia, fósil e nuclear, disponíveis na Terra (Figura 1.3).

A energia solar anual que atinge toda a superfície terrestre oferece um enorme potencial, é cerca de 10 000 vezes a procura anual de energia da população mundial [4].

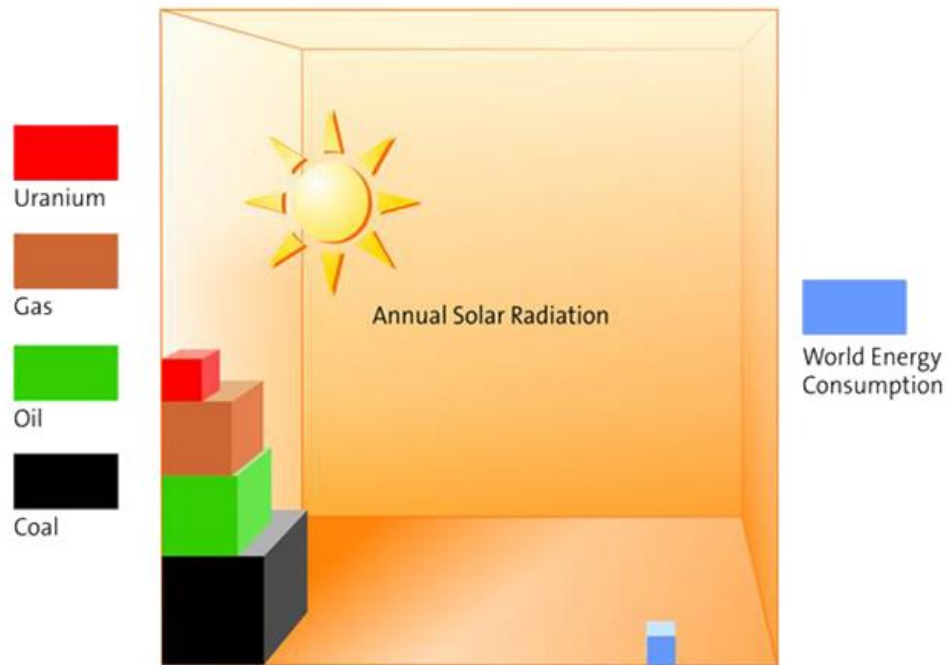


Figura 1.3 - Figura ilustrativa da quantidade de energia disponível de radiação solar na superfície terrestre, das quantidades de reserva de energias, fósseis e nuclear, e o consumo mundial de energia. [4]

1.1 Orientação, inclinação do painel e direção das fileiras de células fotovoltaicas

O rendimento de um painel fotovoltaico (FV) depende da posição que é colocado face à incidência dos raios solares e um bom rendimento é obtido quando a incidência solar é maior e por mais tempo.

A orientação e a inclinação que maximizam o rendimento de um painel FV são as que aproveitam a maior quantidade de radiação solar disponível.

A orientação é dada pelo azimute.

O **azimute solar** (γ_s) é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul geográfico ($-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$), (Figura 1.4.a).

O **azimute do painel fotovoltaico** (γ_{FV}) é o ângulo entre a projeção da normal do painel FV ao plano horizontal e a direção Norte-Sul geográfico (Figura 1.4.b).

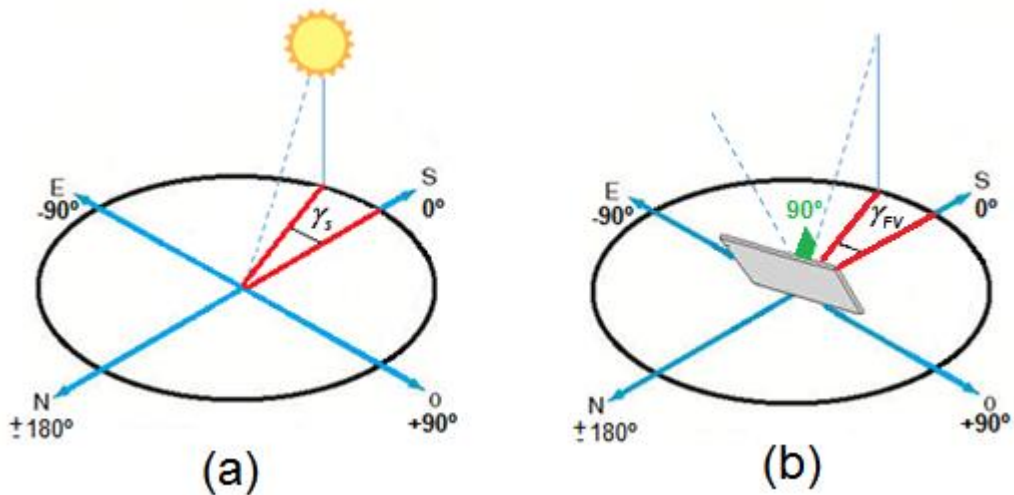


Figura 1.4 – (a) azimuth solar; (b) azimuth do painel fotovoltaico. [5] (adaptado)

No hemisfério Norte, o azimuth é zero quando a projeção da normal do painel no plano horizontal coincide com o Sul geográfico, e os valores a Este são negativos e a Oeste são positivos.

No hemisfério Sul, o azimuth é zero quando a projeção da normal do painel no plano horizontal coincide com o Norte geográfico, e os valores a Este são positivos e a Oeste são negativos.

Os painéis FV devem estar orientados para o Sul geográfico no hemisfério Norte e orientados para o Norte geográfico no hemisfério Sul (Figura 1.5). Pode-se determinar o Norte geográfico no hemisfério norte, através da direção de uma sombra ao meio-dia.

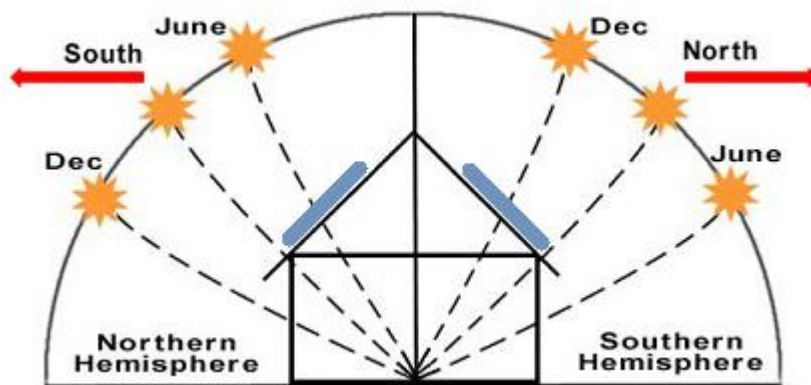


Figura 1.5 - Orientação de painéis solares no hemisfério Norte e no hemisfério Sul. [6]

Em Portugal, o azimute ótimo do painel coincide com o Sul geográfico, diferente do Sul magnético definido pela bússola (Figura 1.6).

O ângulo de **incidência da radiação direta** (θ_s) é o ângulo entre a radiação solar direta e a reta normal do painel e, neste caso, às 12 horas solares, é zero.

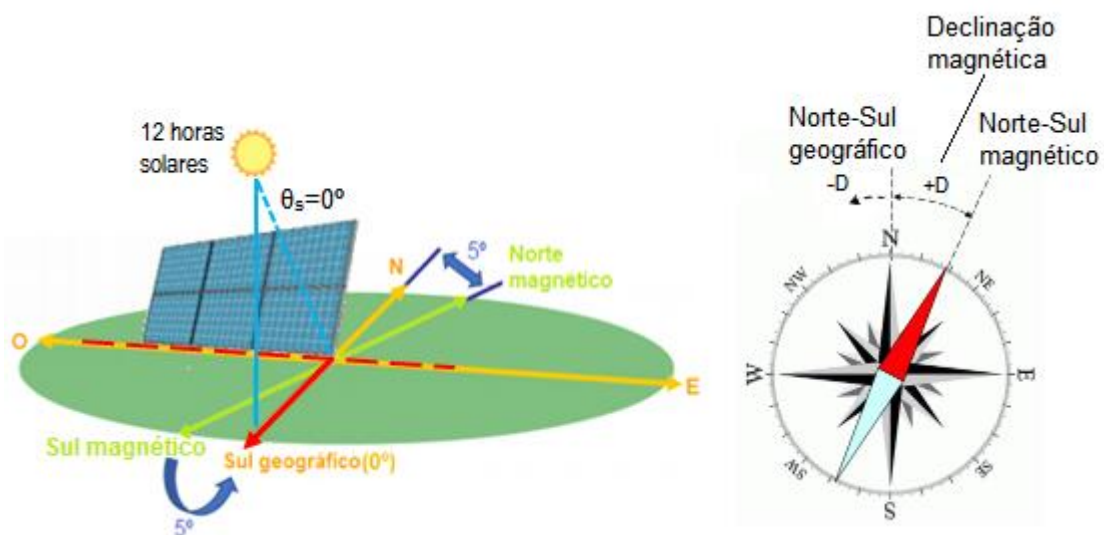


Figura 1.6 - Azimute do painel fotovoltaico em Portugal. [7] (adaptado), [8]

O ângulo de **inclinação** (β) de um painel FV, de modo a obter um bom rendimento da radiação solar é, nas residências de utilização permanente, igual ao valor da latitude do local subtraindo 5°. Em residências de utilização sazonal, a inclinação é, para o Verão, igual á latitude do local subtraindo 15° e no Inverno é igual ao valor da latitude adicionando 15°. Na figura 1.7 estão apresentados exemplos para 3 locais, situados respetivamente, no norte, centro e sul de Portugal.

	Todo o ano	Semestre de Verão	Semestre de Inverno
	Latitude - 5°	Latitude - 15°	Latitude + 15°
	INCLINAÇÃO IDEAL		
Período de Maior Consumo	Todo o ano	Semestre de Verão	Semestre de Inverno
Localização Geográfica (Latitude)	Latitude - 5°	Latitude - 15°	Latitude + 15°
Bragança (41,84° N)	37°	27°	57°
Lisboa (39,06° N)	34°	24°	54°
Faro (37,47° N)	32°	22°	52°

Figura 1.7 - Cálculo de Inclinações ótimas dos painéis solares e exemplos de inclinações em 3 cidades de Portugal. [9]

A instalação de um painel FV pode ser num telhado como numa fachada de um edifício e deve ter a inclinação e orientação mais favoráveis, como exemplificado na figura 1.8.

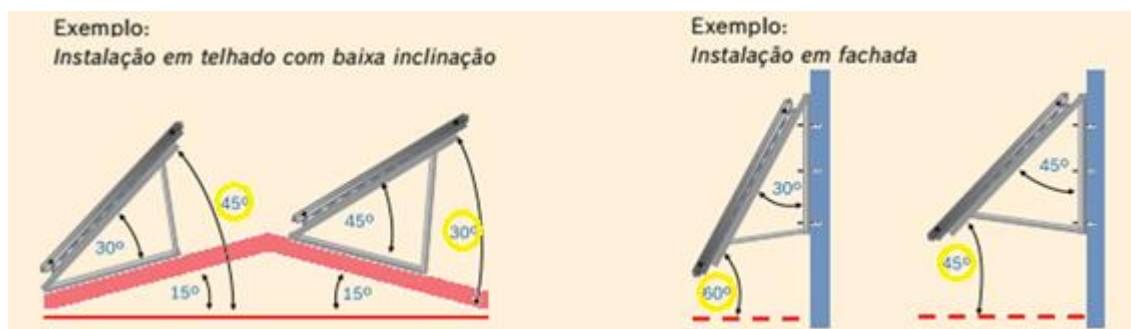


Figura 1.8 - Exemplos de instalação em telhado e numa fachada. [10]

A posição de um painel FV é vertical ou perpendicular em relação ao plano horizontal da terra, mas as **direções das fileiras de células FV** podem estar numa direção ou posição horizontal ou vertical. Na estação de inverno, para o caso de haver neve na região, os módulos FV devem ter as fileiras das células FV na direção horizontal (Figura 1.9b e Figura 1.10). Quando há deposição de neve, a neve cobre uma fileira de células FV ligadas em série, mas mantém-se a produção de energia nas restantes fileiras do módulo. As fileiras de células FV na direção vertical (Figura 1.9a), a deposição de neve afeta todas as fileiras de células FV não havendo produção de energia. Esta situação será explicada com mais detalhe posteriormente.

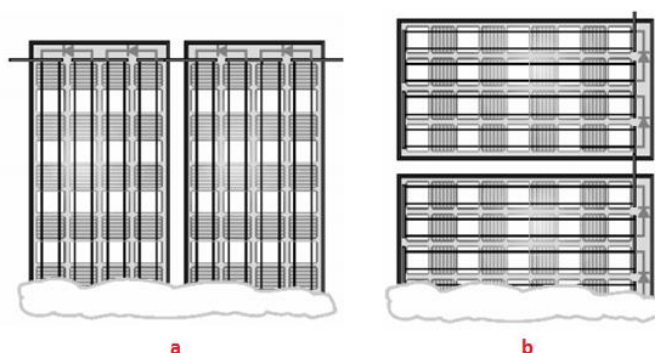


Figura 1.9 - Deposição de neve nos painéis FV na direção vertical (a) e horizontal (b) das fileiras das células FV. Na direção vertical a neve cobre todas as fileiras de células em série. Na direção horizontal a neve cobre 1 fileira de células em série. [11]



Figura 1.10 - painel FV na posição horizontal. [12]

Resumindo, para determinar a orientação de um painel FV é necessário conhecer o ângulo de orientação do painel no plano horizontal e a direção Norte-Sul geográfico e para determinar a inclinação é através da latitude e da utilização da residência ao longo do ano.

Existem ainda outras definições de ângulos relativos à incidência da radiação solar, tais como:

- ângulo de **incidência zenital** (θ_z) que é o ângulo entre a radiação direta e a reta vertical do local, o zénite;
- ângulo da **altura solar** (α_s) que é o ângulo entre a radiação solar direta e a projeção da radiação solar direta no plano horizontal;
- ângulo de **declinação** (δ) é o ângulo entre o plano no equador, plano perpendicular ao eixo de rotação da Terra, e o plano da eclíptica, plano do movimento da Terra á volta do Sol ou translação.

O valor da declinação varia ao longo do ano e tem valor máximo de 23.45° . A declinação tem valor positivo quando o Sol está a norte do equador ($\delta = +23.45^\circ$) e valor negativo quando o Sol está a sul do equador ($\delta = -23.45^\circ$). Nos dias de equinócio, a radiação solar incide diretamente no equador, ou seja, é perpendicular ao equador e a declinação é zero ($\delta = 0^\circ$) (Figura 1.11).

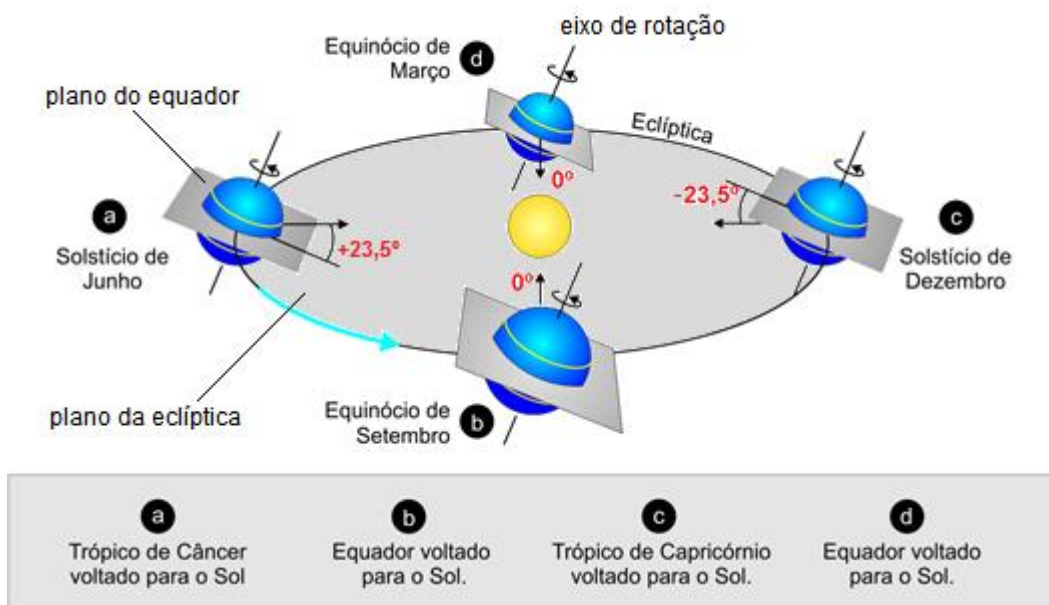


Figura 1.11 - Declinação solar ao longo do ano. [13]

A incidência da radiação solar ao longo do ano é variável conforme varia a declinação solar como é apresentado na figura 1.12.

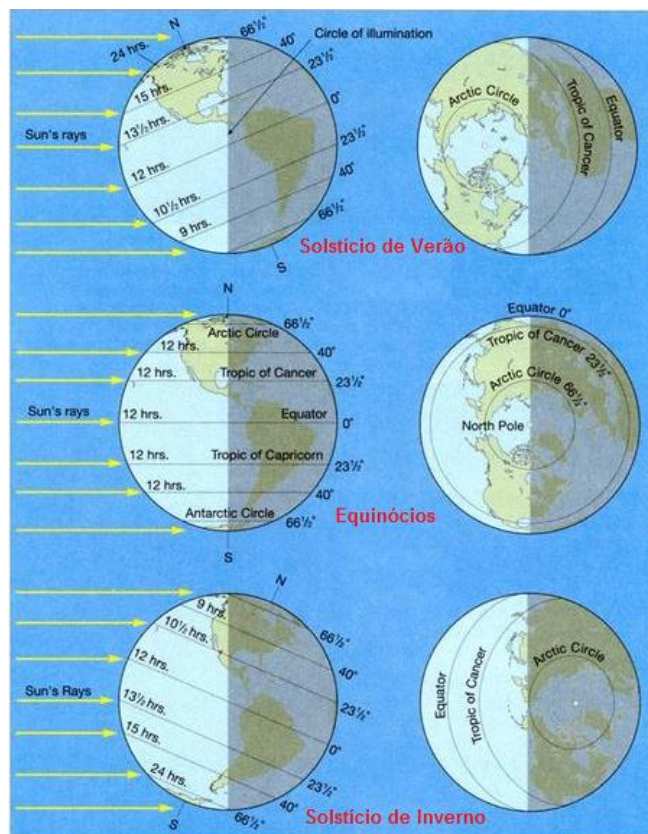


Figura 1.12 - Incidência da radiação solar em várias alturas do ano. [14]

A declinação solar, para um determinado dia do ano, pode ser calculada através da fórmula:

$$\sin \delta_s = \sin 23,45^\circ \times \sin \left[\frac{360(284 + d_n)}{365} \right] \quad (\text{Equação 1.1})$$

d_n : dia do ano

$1 \leq d_n \leq 365$ (366 em anos bissextos)

Os ângulos solares permitem, através de aparelhos de medida e a aplicação de várias fórmulas, determinar a quantidade de radiação solar incidente num determinado período de tempo e espaço numa superfície para maximizar a produção de energias renováveis, tais como, a energia FV e a energia térmica (Figura 1.13).

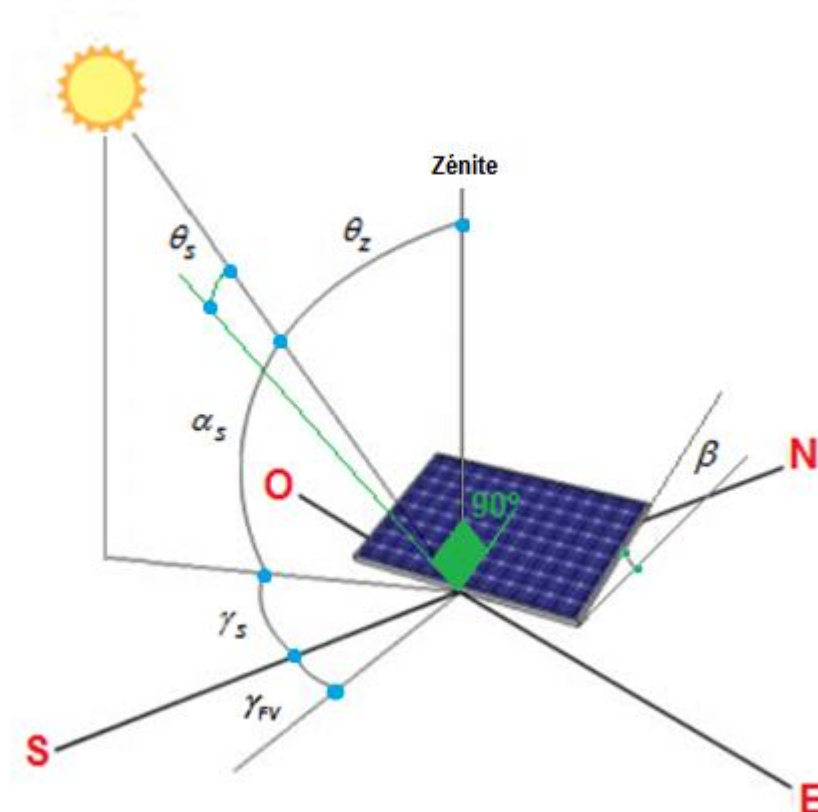


Figura 1.13 - ângulos da radiação solar e ângulos do painel FV: γ_s - azimute solar; γ_{FV} - azimute do painel FV; θ_s - incidência da radiação direta; θ_z - ângulo de incidência zenital; β - inclinação do painel FV; α_s - altura solar. [15] (adaptado)

1.2 Distância mínima entre painéis FV e obstáculos

No caso de fileiras de módulos FV, é necessário que estejam separados de uma distância mínima, de modo a garantir que os painéis não projetem sombra nos outros, como indicado na figura 1.14.

O valor da distância entre painéis FV é dado pela sombra da aresta superior que se projeta no máximo até a aresta inferior do painel imediatamente atrás, no dia mais desfavorável do ano de radiação solar, dia 21 de junho no hemisfério Sul ou 21 de dezembro no hemisfério Norte, às 12 horas solares.

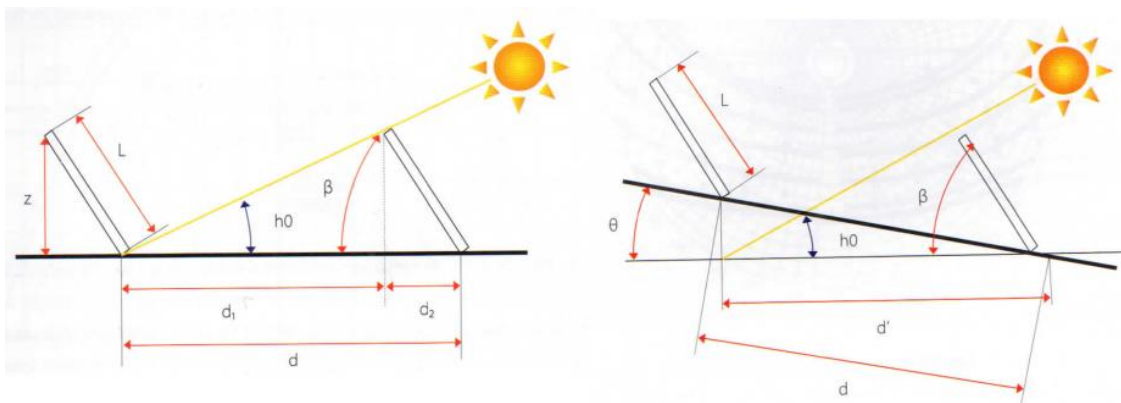


Figura 1.14 - painéis FV num plano horizontal e não horizontal. [16]

Em primeiro, calcula-se a altura solar mínima (h_0) às 12 horas do dia 21 de junho no hemisfério Sul ou 21 de dezembro no hemisfério Norte pela seguinte fórmula:

$$h_0 = (90^\circ - \text{Latitude do local}) - 23,5^\circ \quad (\text{Equação 1.2})$$

onde, $23,5^\circ$ é o valor aproximado da declinação solar.

Depois de obter a altura solar mínima h_0 e com a medida do comprimento do painel (L) e a altura da aresta superior do painel ao plano horizontal (Z), aplica-se uma das seguintes fórmulas para obter o valor da distância mínima (d) entre os painéis num plano horizontal.

$$d = d_1 + d_2 = \frac{Z}{\tan h_0} + \frac{Z}{\tan \beta} \quad (\text{Equação 1.3})$$

$$d = L \times \left(\frac{\text{sen} \beta}{\tan h_0} + \cos \beta \right) \quad (\text{Equação 1.4})$$

Nas superfícies horizontais pode-se geralmente recorrer a um método expedito, considerando a latitude de Portugal Continental, em que a distância entre painéis é igual ou superior a 2 vezes a altura da instalação dos painéis.

Para obter o valor **d** entre os painéis num plano não horizontal aplicam-se as seguintes fórmulas sabendo o ângulo do plano não horizontal θ [16].

$$d' = L \times \left(\frac{\text{sen}(\beta - \theta)}{\tan(h_0 + \theta)} + \cos(\beta - \theta) \right) \quad (\text{Equação 1.5})$$

$$d = \frac{d'}{\cos \theta} \quad (\text{Equação 1.6})$$

No caso de haver um objeto, como por exemplo um edifício ou uma árvore, possível de projetar sombra sobre os painéis, o objeto e os painéis devem estar suficientemente afastados.

Para calcular a distância mínima, em metros, entre o objeto e os painéis FV, é necessário saber a altura do objeto ou obstáculo (h_{ob}), a altura de instalação FV (h_i) e o fator de afastamento (F_e), como indicado na figura 1.15.

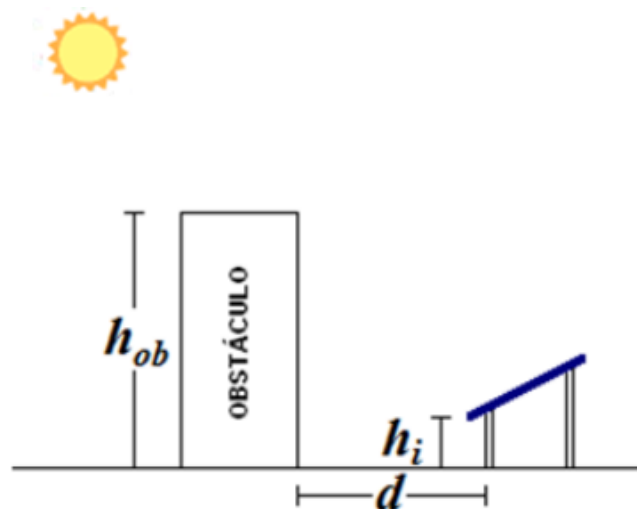


Figura 1.15 - Parâmetros para o cálculo da distância mínima entre o objeto ou obstáculo e o painel FV. [17]

O valor do fator de afastamento é dado nas diferentes latitudes da instalação solar conforme a figura 1.16.

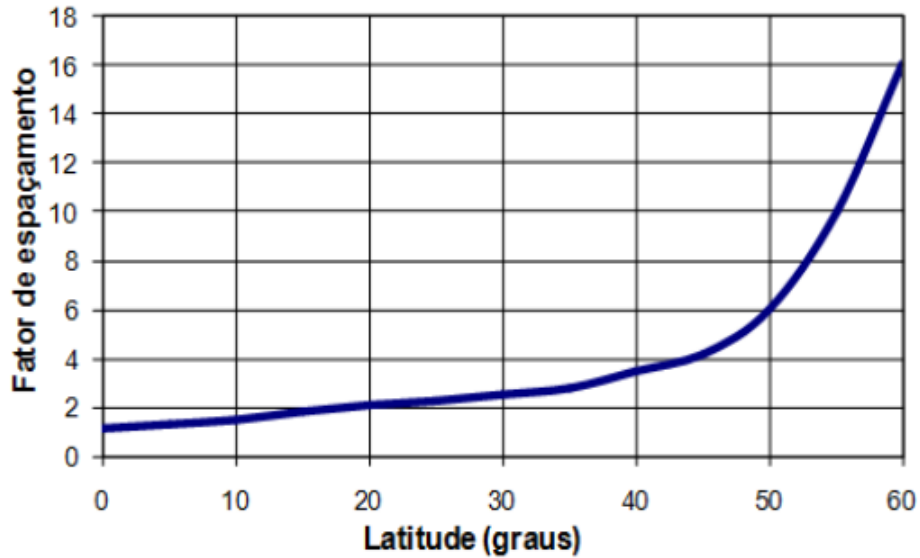


Figura 1.16 - Fator de afastamento versus latitude do local dos painéis FV. [17]

Para calcular a distância mínima aplica-se a seguinte fórmula.

$$d = Fe(h_{ob} - h_i) \quad (\text{Equação 1.7})$$

O resultado do cálculo, apesar de ser uma estimativa simples e conservadora, visa garantir que no Inverno e nos dias mais curtos do ano, 21 de junho no hemisfério Sul ou 21 de dezembro no hemisfério Norte e 3 horas antes e 3 horas depois do meio dia solar, das 9 até às 15 horas, não haja sombra na instalação FV [17].

Referências bibliográficas

- [1] *BioBioChile - Tecnología* [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://www.biobiochile.cl/noticias/2014/09/23/a-8-anos-de-su-expulsion-pluton-sigue-dividiendo-a-los-cientificos-es-o-no-un-planeta.shtml>
- [2] *Slideshare – Atmosfera e a radiação solar*. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/zealmeidaslideshare/atmosfera-earadiacaosolar>
- [3] COSTA, Ricardo Jorge Rosa dos Reis - *Comparação de Métodos de Seguimento Solar para Sistemas Fotovoltaicos*. [em linha] Lisboa – Portugal, 2011. Tese de mestrado (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente) Universidade de Lisboa – Faculdade de Ciências – Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/8701/1/ulfc104175_tm_Ricardo_Costa.pdf
- [4] *ENERGÉTICA FUTURA - ¿Cuánta energía se puede extraer de la radiación solar?* [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-extraer-de-la-radiacion-solar/>
- [5] *CALCULATIONSOLAR BLOG - CALCULO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED (OFF-GRID) PART 2 (CAMPO FOTOVOLTAICO: ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN)*. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://calculationsolar.com/blog/?p=8>
- [6] *Haining Sunwe New Energy Co., Ltd. – Installation*. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://www.sunwesolarcollector.com/en/installation.php>
- [7] *GUIA DA ENERGIA SOLAR – 2 conceitos gerais de heliotecnia*. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://www.cienciaviva.pt/rede/himalaya/home/guia2.pdf>

- [8] HELIOTEC Equipamentos Didáticos - GEOMAGNETISMO O que é declinação magnética? [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.heliodon.com.br/calcular_declinacao_2.html
- [9] Guia para Instaladores de Colectores Solares. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.aguaquentesolar.com/publicacoes/27/14_guia%20pr%20instaladores.pdf
- [10] Junkers - Energias renováveis [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: https://junkers-pt.resource.bosch.com/media/junkers_pt/rea_profissional/documenta_o_comercial/catalogos_comerciais/cat_sistemas_solares_junkers_jun2016.pdf
- [11] COSTA, Márcio José Apolinário. *A minigeração fotovoltaica em edifícios escolares – Um caso de estudo*. [em linha] Vila Real -Portugal, 2013. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia de Energias). Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: https://repositorio.utad.pt/bitstream/10348/3014/1/msc_mjacosta.pdf
- [12] RECHARGE – Solar - NRG Yield to invest in NRG Home Solar's portfolio. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://www.rechargenews.com/solar/1396931/nrg-yield-to-invest-in-nrg-home-solars-portfolio>
- [13] FIS02010 - Fundamentos de Astronomia e Astrofísica - Movimento anual do Sol e Estações do ano. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/aula_movsol.htm
- [14] JISIBHLPhysics - Solving problems involving Solar Power. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <https://jisibhlphysics.wikispaces.com/Solving+problems+involving+Solar+Power>
- [15] TeachEngineering - Lesson: Solar Angles and Tracking Systems [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: https://www.teachengineering.org/lessons/view/cub_pveff_lesson01
- [16] CARVALHO, Luís Miguel Rodrigues et al. - *Manual de instalação de sistemas solares térmicos*. 1ª edição, Porto: Pubindústria, 2012
- [17] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António - *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2014. CRESESB - Centro de

Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em:

[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual de Engenharia FV 2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)

2. Tecnologias de painéis fotovoltaicos

O ser humano utiliza a energia solar para produzir eletricidade, calor e mesmo no seu próprio organismo para ativar a vitamina D vinda dos alimentos.

Para a produção de eletricidade e calor são necessários painéis solares FV e térmicos, respetivamente. Os painéis solares FV podem ser utilizados para sistemas de autoconsumo, bombagem de água, luminárias e geradores solares. O painel FV recebe a radiação solar gerando uma corrente elétrica e uma voltagem denominando-se este fenómeno por um efeito fotovoltaico. O módulo FV consiste num conjunto de células FV compostas por silício monocristalino ou policristalino ou amorfo. Na DAPE, os módulos FV monocristalinos e policristalinos têm 60 células ligadas em série. Os módulos de silício amorfo são compostos por uma camada fina de silício.

2.1 Efeito fotovoltaico

A célula FV quando está exposta à luz ou à energia solar, converte esta energia em energia elétrica pelo efeito FV, isto é, quando a luz visível incide sobre a célula, os fotões fornecem uma energia adicional aos eletrões formando uma corrente, um campo elétrico e uma diferença de potencial ou voltagem nos extremos do material semiconductor.

Os extremos do material semiconductor fotovoltaico constituem assim 2 polos que polarizam a eletricidade em corrente contínua (CC) (Figura 2.1).

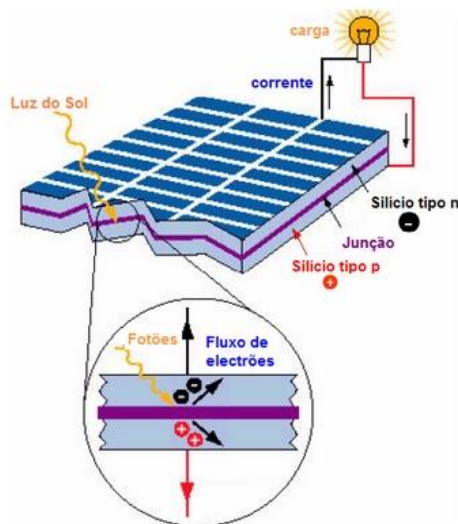


Figura 2.1 - efeito FV num painel solar FV. [1]

2.2 Estrutura microscópica da célula fotovoltaica

As células FV são constituídas por materiais semicondutores tais como o silício (Si), arseneto de gálio (GaAs), telureto de cádmio (CdTe), di-seleneto de cobre, índio e gálio (Cu(In,Ga)Se_2) aos quais são, normalmente, adicionadas substâncias dopantes [2].

O silício é o material mais usado e existe silício disponível, não como substância elementar, ocorrendo na Natureza combinado com o oxigénio (O_2), na forma de dióxido de silício (SiO_2). É o segundo elemento mais abundante da Terra (o primeiro é O_2), constituindo 27% da crosta terrestre. Atualmente, cerca de 95 % de todas as células FV do mundo são de silício (Figura 2.2) [3, 60].



Figura 2.2 - Silício com 99% de pureza. [3]

Um semicondutor de silício tem as propriedades elétricas entre as de um isolante e as de um condutor [2]. Um átomo de um isolante ou material dielétrico, como o vidro, a borracha, a cerâmica e o plástico, possui 5 a 8 eletrões de valência ligados rigidamente ao átomo. Um átomo de um condutor possui 1 a 3 eletrões de valência ligados

fracamente ao átomo. O átomo de ouro, prata ou cobre, por exemplo, possui 1 elétron de valência. Um átomo de um semicondutor, como o silício, possui 4 elétrons de valência (Figura 2.3) [4].

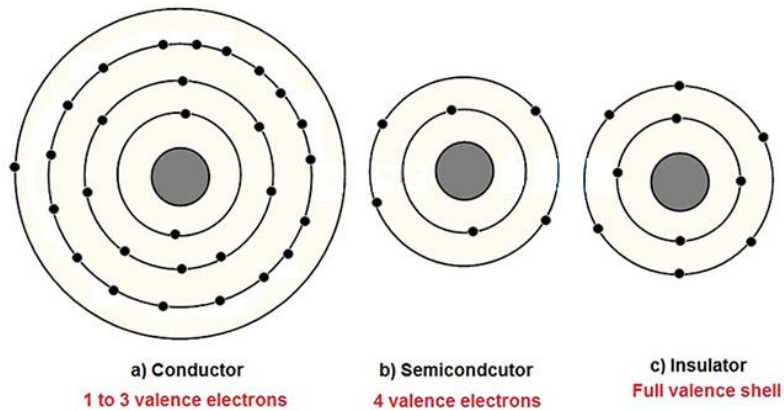


Figura 2.3 – Elétrons de valência de um átomo de um condutor, semicondutor e isolante. [4]

Um átomo de silício isolado possui 14 neutrões, 14 prótons e 14 elétrons distribuídos em 3 camadas ao redor do núcleo: 2 elétrons na camada interna, 8 elétrons na camada intermédia e na camada externa, ou banda de valência, 4 elétrons e, por isso, é um elemento químico tetravalente (Figura 2.4) [5].

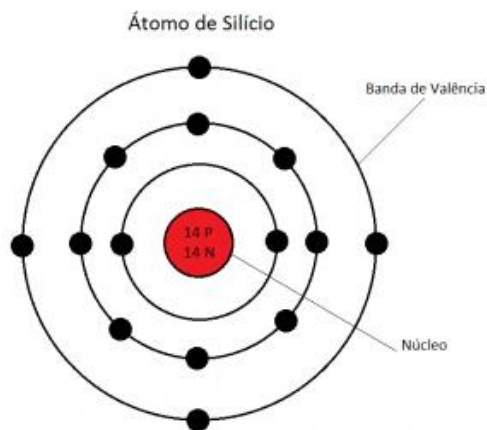


Figura 2.4 - o átomo de silício isolado tem 4 elétrons de valência. [5]

Quando existe um grupo de átomos de silício e não há uma grande diferença de eletronegatividade entre eles, cada um dos átomos compartilha 1 elétron de valência com o átomo vizinho, ou seja, 2 elétrons são atraídos por 2 núcleos (ligação covalente) (Figura 2.5) [5].

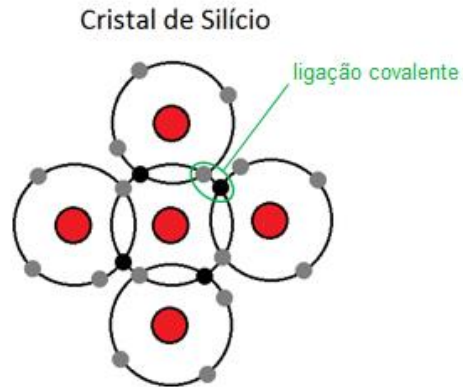


Figura 2.5 - os átomos de silício têm 4 elétrons de valência partilhados por ligação covalente. [5]

Significa que cada átomo de silício tem 4 ligações covalentes com 4 átomos vizinhos passando a existir 8 elétrons na banda de valência, e cristalizam-se neste padrão em teia, do mesmo modo que um diamante, numa estrutura em rede cúbica de faces centradas, ou seja, cada vértice e cada face do cubo tem 1 átomo de silício (Figura 2.6) [6, 11].

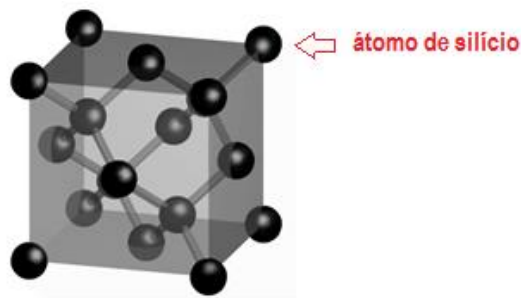


Figura 2.6 - estrutura cristalina do silício – rede cúbica de faces centradas. [6]

A temperatura afeta o modo como se comportam os elétrons na estrutura do silício, tornando-os, ou não, em elétrons livres. A condutividade elétrica aumenta com a temperatura devido à excitação térmica dos elétrons, portadores de carga elétrica negativa, da banda de valência para a banda de condução.

A zero absoluto (zero Kelvin ou $-273,15^{\circ}\text{C}$), não há elétrons livres, a banda de valência está totalmente preenchida e a banda de condução está totalmente vazia. O semicondutor de silício tem, portanto, as ligações covalentes completas com 8 elétrons

de valência com uma estrutura química e molecular estável e o material é, nestas condições, um isolante (Figura 2.7) [7].

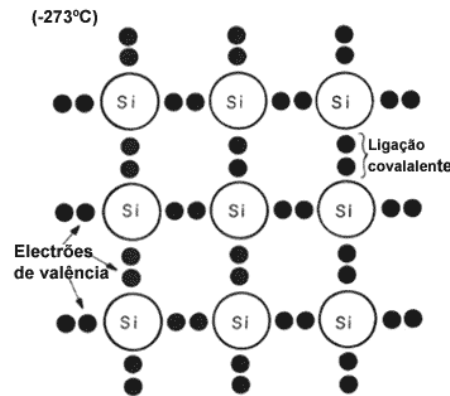


Figura 2.7 - silício puro a zero Kelvin. [7]

Quando a temperatura sobe para a temperatura ambiente, cerca de 20°C, alguns elétrons tornam-se livres e o material age como um condutor, daí a razão de se ter dado o nome de semiconductor a este tipo de material (Figura 2.8) [7].

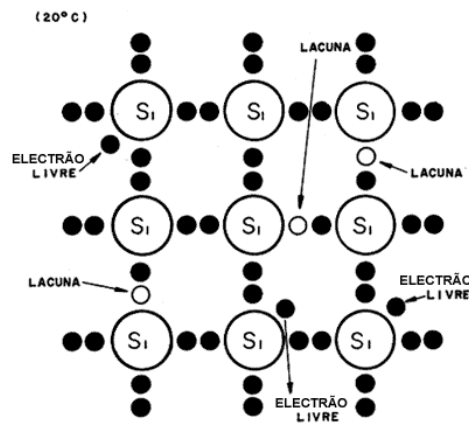


Figura 2.8 - silício puro a 27°C. [7]

Os elétrons tornam-se livres porque os fótons da radiação solar eletromagnética com frequência no espectro de luz visível fornecem uma energia superior à da banda proibida, quebrando algumas ligações de valência e alguns elétrons passam para a primeira banda desocupada, a banda de condução, tornando-se livres. Quanto á banda de valência, a ausência de elétrons gera lacunas ou buracos que se comportam como carga positiva porque devido à perda de elétrons, os átomos tornam-se em iões positivos. Existem agora pares elétrons-lacunas. As lacunas geradas serão preenchidas por elétrons de valência que, por sua vez, geram outras lacunas, criando um movimento

de lacunas e elétrons na banda de valência, e os elétrons que passam para a banda de condução estão também em movimento (Figura 2.9) [8].

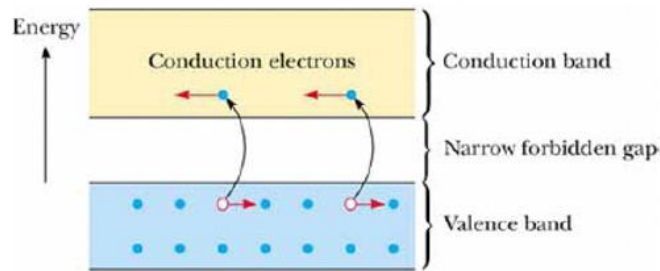


Figura 2.9 - movimento de lacunas e elétrons. [9]

A energia fornecida pelo fóton necessária para que os elétrons efetuem a transição designa-se por hiato de energia ou energia da banda proibida, em inglês band-gap energy (E_g) e no caso do cristal de silício toma o valor de 1,12 eV (Figura 2.10) [10, 11].

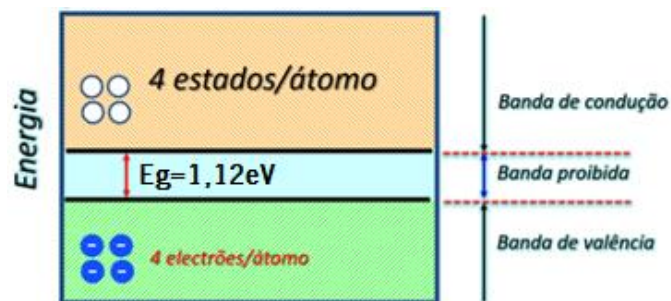


Figura 2.10 - diagrama de bandas do silício. [10]

Existem diferentes hiatos energéticos ou E_g para os diferentes tipos de materiais. No material isolante, a E_g é grande e, por isso, não existem elétrons na banda de condução. No material semiconductor, a E_g é estreita, entre 0,2 e 3,2 eV e o material condutor não tem E_g sendo a banda de condução parcialmente preenchida [10, 13]. Define-se ainda o nível de Fermi como sendo o nível de energia abaixo do qual todos os estados de energia estão ocupados à temperatura de zero Kelvin (Figura 2.11).

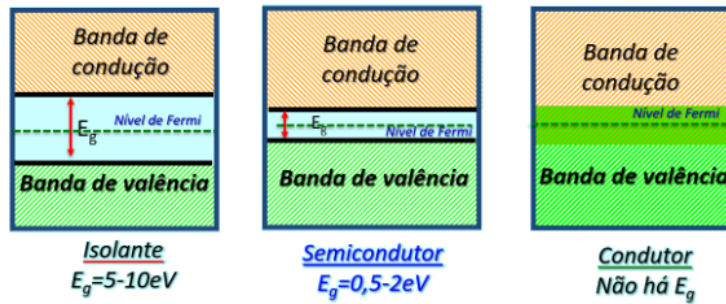


Figura 2.11 - diagrama de bandas e E_g dos diferentes tipos de materiais. [10]

O tipo de material de silício, puro ou dopado, definem a capacidade móvel dos elétrões. O silício puro denomina-se por **silício intrínseco** (Figura 2.12).

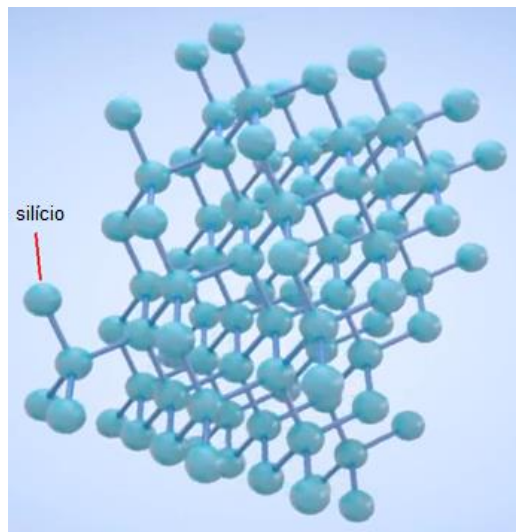


Figura 2.12 - semiconductor intrínseco de silício. [12]

Quando os fotões fornecem energia num semiconductor intrínseco de silício e a temperatura aumenta, libertam-se elétrões de valência para a banda de condução produzindo uma corrente elétrica no interior da estrutura cristalina do semiconductor, mas insuficiente para ser utilizável (Figura 2.13).

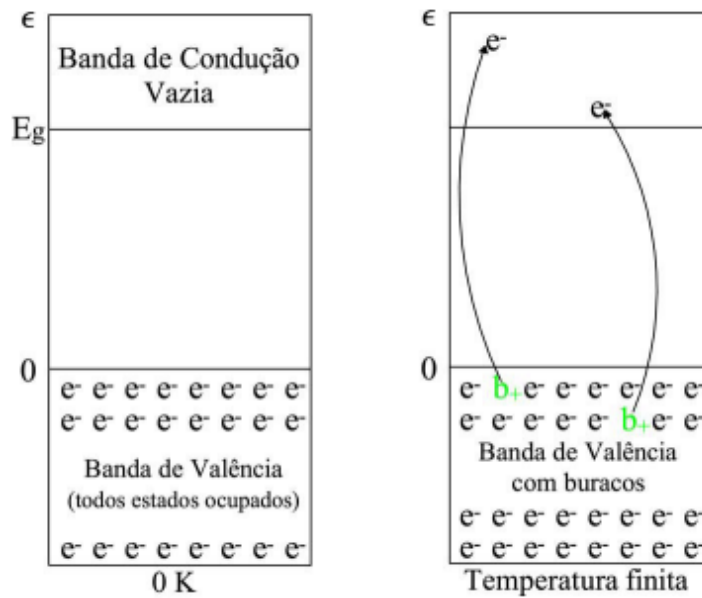


Figura 2.13 - Diagrama de bandas de um semicondutor intrínseco. [13]

Ocorre o **efeito de geração**, ou seja, quando os elétrons são excitados e transitam da banda de valência para a banda de condução gerando lacunas. Quando as lacunas geradas são preenchidas por elétrons que passam da banda de condução para a banda de valência designa-se este efeito por **efeito da recombinação** (Figura 2.14).

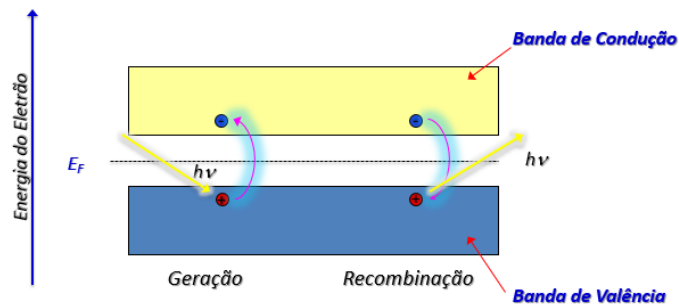


Figura 2.14 - emissão e absorção de energia. [14]

O número de lacunas é igual ao número de elétrons o que torna este tipo de cristal eletricamente neutro. Se se adicionar elementos químicos que alteram a composição e principalmente a ligação atômica do semicondutor silício é possível o número de elétrons livres ser superior ao número de lacunas, ou o número de lacunas ser superior ao número de elétrons livres e produzir uma corrente elétrica extrínseca utilizável. Isto é obtido adicionando ao cristal semicondutor intrínseco, e por meio de técnicas especiais, uma determinada quantidade de outros átomos diferentes denominados de

impurezas. Este processo chama-se dopagem e ao semiconductor designa-se por **semiconductor extrínseco**.

As impurezas usadas na dopagem de um semiconductor intrínseco podem ser de dois tipos: impurezas ou átomos dadores e impurezas ou átomos aceitadores. No caso dos átomos dadores, estes têm 5 eletrões de valência (pentavalentes) tais como, o arsénio (AS), fósforo (P) ou o antimónio (Sb). Os átomos aceitadores têm 3 eletrões de valência (trivalentes) tais como o índio (In), gálio (Ga), boro (B) ou o alumínio (Al). Os dopantes mais utilizados nas células fotovoltaicas de Si são o fósforo e o boro. A introdução de impurezas ou átomos dadores como o fósforo, num semiconductor de Si intrínseco, faz com que doam eletrões e aumentam o número de eletrões livres designando-se o semiconductor de tipo N. N é de negativo, referindo-se aos eletrões como portadores maioritários da corrente elétrica (Figura 2.15) [14]. O material tipo N resultante é eletricamente neutro porque o número de protões ainda é igual ao número de eletrões orbitando [15].

Cristal de Silício dopado com Fósforo

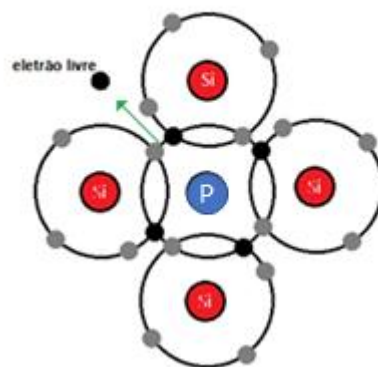


Figura 2.15 - semiconductor tipo N. [5]

Os eletrões excluídos da banda de valência ficam localizados próximo ao nível de condução numa órbita própria. Nesta posição denominada nível dador (E_d), os eletrões podem facilmente, com uma pequena quantidade de energia, alcançar a banda de condução (Figura 2.16) [13].

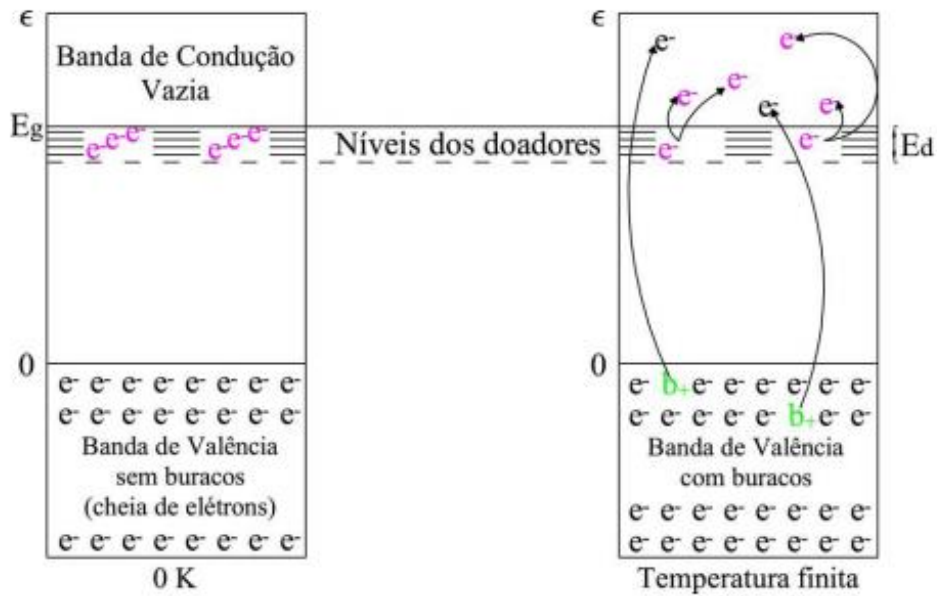


Figura 2.16 - Diagrama de bandas de um semicondutor tipo N, mostrando o nível dador e elétrons livres a temperaturas diferentes. [13]

A introdução de impurezas ou átomos aceitadores como o boro, num semicondutor intrínseco faz com que aumentem as lacunas próximas da banda de valência que aceitam elétrons designando-se o semicondutor de tipo P. P é de positivo, referindo-se às lacunas como os portadores maioritários da corrente elétrica (Figura 2.17) [7].

O material tipo P resultante é eletricamente neutro devido ao equilíbrio no número de prótons e elétrons [15].

Cristal de Silício dopado com Boro

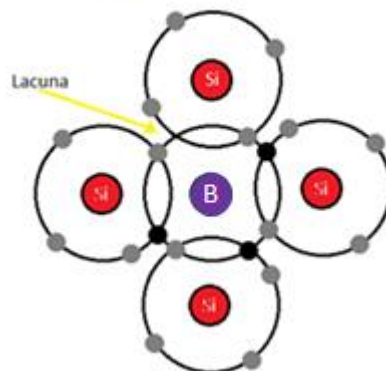


Figura 2.17 - semicondutor tipo P. [5]

As lacunas ocupam um nível de energia acima da banda de valência, na banda proibida, chamado de nível recetor (E_r). As lacunas atuam como carga positiva, atraindo qualquer elétron que esteja perto, para completar sua ligação (Figura 2.18) [13].

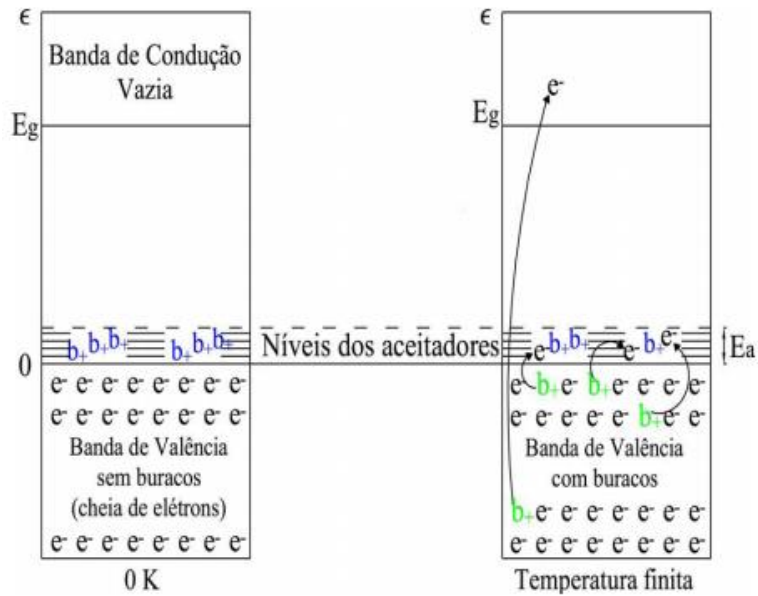


Figura 2.18 - Diagrama das bandas de energia para semicondutores extrínsecos do tipo P. [13]

Num semicondutor extrínseco do tipo N, os elétrons estão em maioria designando-se por portadores maioritários da corrente elétrica e às lacunas em minoria designam-se por portadores minoritários da corrente elétrica e num semicondutor extrínseco do tipo P, em que as lacunas estão em maior número em relação aos elétrons, as denominações são invertidas [7].

Os elétrons e lacunas dos semicondutores de silício dopado são livres e deslocam-se no interior (Figura 2.19).

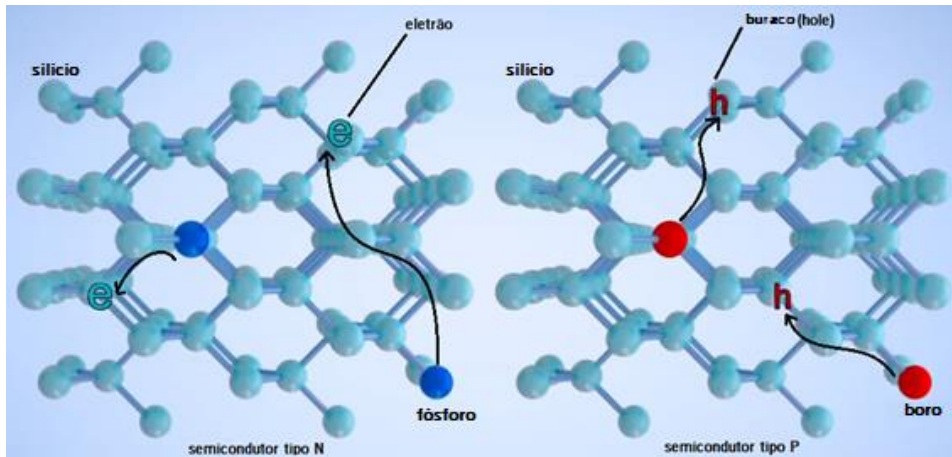


Figura 2.19 – semicondutor tipo N e semicondutor tipo P. Os elétrões e lacunas deslocam-se no interior dos semicondutores. [12]

Para formar uma célula FV (ou um díodo) são necessários os dois tipos de semicondutores (Figura 2.20).

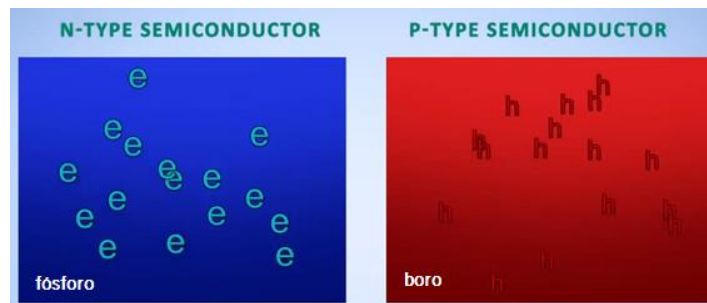


Figura 2.20 - semicondutor tipo N e semicondutor tipo P. [12]

Para formar uma célula fotovoltaica são unidos os dois tipos de semicondutores formando uma junção PN. Como os semicondutores são iguais, mas de tipo diferentes, a junção PN designa-se homojunção, se os semicondutores fossem diferentes e de tipos diferentes designava-se por heterojunção. À interface onde se encontram os semicondutores do tipo N e do tipo P denomina-se por junção metalúrgica (Figura 2.21) [17].

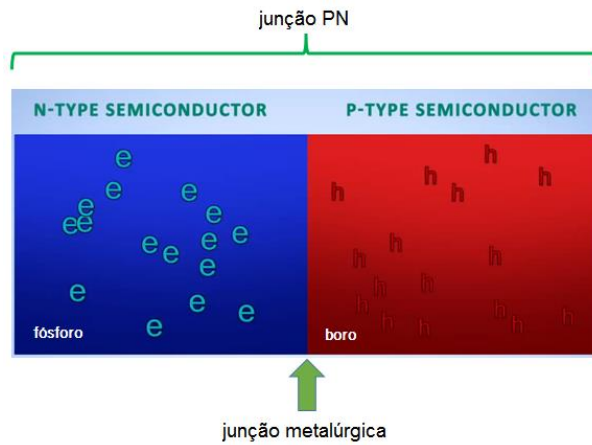


Figura 2.21 - junção PN. [12]

Na junção PN, os elétrons livres do semicondutor tipo N migram e recombinaem com as lacunas do lado P, criando uma falta de elétrons no lado N e um aumento de elétrons no lado P. Com a migração de elétrons para o lado P, a impureza dadora de fósforo perde 1 elétron e ganha uma lacuna tornando-a num ião positivo no lado N junto à junção metalúrgica (Figura 2.22).

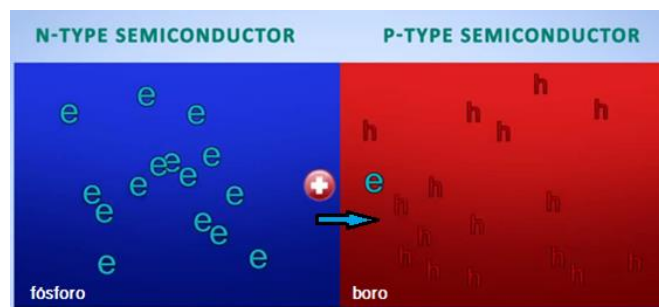


Figura 2.22 - migração de um elétron na junção PN gera um ião dador positivo de fósforo no semicondutor tipo N perto da junção metalúrgica. [12]

Um elétron de valência que se move do lado N para o lado P gera uma lacuna no lado N, sendo o efeito o mesmo que mover uma lacuna no sentido oposto, do lado P para o lado N, colocando um elétron no lado P. No semicondutor tipo P, o elétron livre recombina com uma lacuna e a impureza recetora de boro ganha um elétron de valência, tornando-a num ião negativo no lado P junto à junção metalúrgica (Figura 2.23).

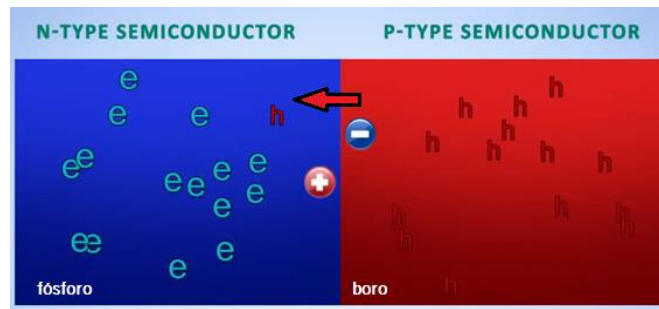


Figura 2.23 - migração da lacuna gera um íon aceitador negativo de boro. [12]

Quando um elétron atravessa para o lado P, este cria um par de íons (positivos e negativos) que se atraem e formam pares fixos junto à junção metalúrgica e à medida que este número de íons aumenta, a região próxima à junção metalúrgica fica sem elétrons livres e lacunas livres.

Ao longo da junção metalúrgica, a densidade de carga no lado N é preenchida com os íons carregados positivamente e a densidade de carga no lado P é preenchida com os íons carregados negativamente (Figura 2.24).



Figura 2.24 – íons positivos e íons negativos ao longo da junção metalúrgica. [12]

À transferência de carga dos elétrons e lacunas, através da junção denomina-se por difusão.

A acumulação de íons positivos no lado N e de íons negativos no lado P, cria um campo elétrico (E) que exerce uma força nos elétrons para a esquerda e uma força nas lacunas para a direita, impedindo a recombinação e atingindo-se um estado de equilíbrio, isto é, uma situação eletricamente neutra em que há uma barreira de potencial em torno da área de junção. Quando não há mais portadores de cargas disponíveis na junção PN, a qual é composta por íons positivos e negativos estáticos bem separados, denomina-se esta área de íons por **camada de depleção ou região de carga espacial** (Figura 2.25) [17].

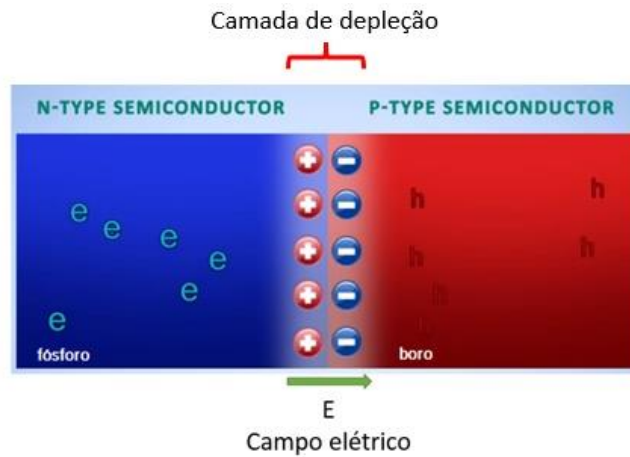


Figura 2.25 - campo elétrico, junção metalúrgica e camada de depleção. [12]

Quando a luz solar atinge a célula FV, a junção PN de silício é exposta a fótons com energia maior que a energia de banda proibida, gerando pares elétrons-lacunas na região de depleção (Figuras 2.26 e 2.27).

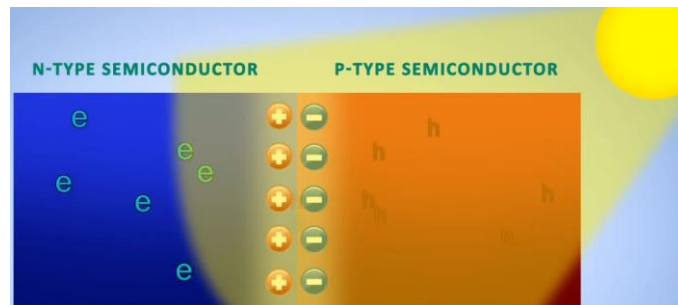


Figura 2.26 - luz solar na junção PN. [12]



Figura 2.27 - geração de pares elétrons-lacunas. [12]

O campo elétrico da região de depleção leva os elétrons e lacunas a deslocar para fora da região, gerando eletricidade e aumentando a concentração de elétrons na região N e lacunas na região P criando, assim, uma diferença de potencial entre os materiais semicondutores.

Este fenómeno de transformar energia solar em eletricidade é denominado por **efeito fotovoltaico** (Figura 2.28).

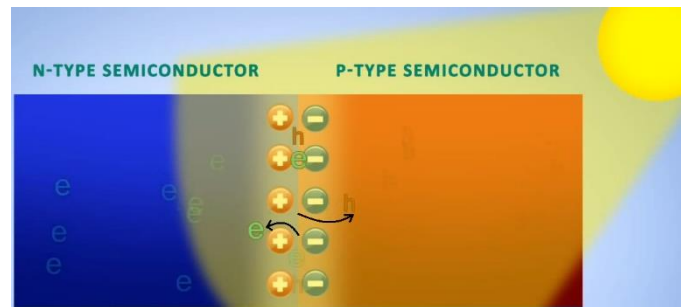


Figura 2.28 - as cargas deslocam-se gerando corrente elétrica. [12]

Conectando um fio condutor de uma carga nas extremidades da junção PN de silício uma corrente elétrica percorre o circuito. Enquanto houver luz solar, haverá corrente elétrica (Figura 2.29).

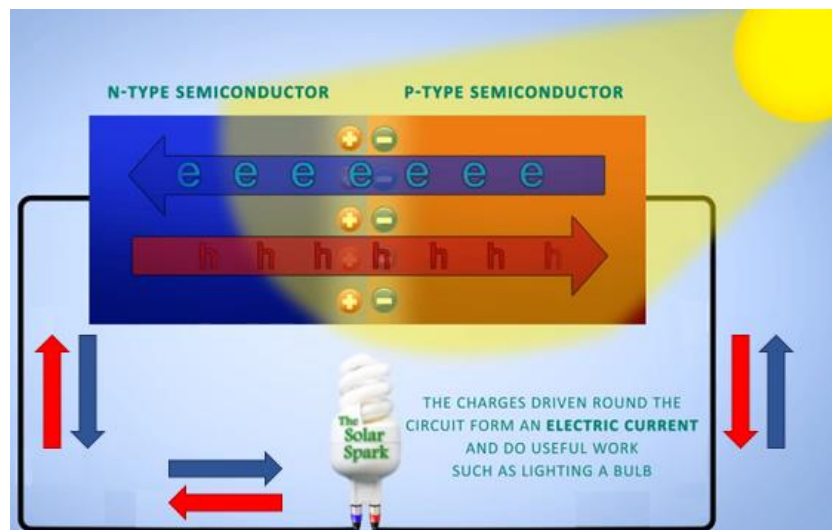


Figura 2.29 - ligando um fio condutor de uma carga nas extremidades da junção, uma corrente elétrica percorre o circuito. [12]

A corrente elétrica gerada tem perdas de reflexão, recombinação, transmissão e possível sombreamento pelos contactos frontais (Figura 2.30).

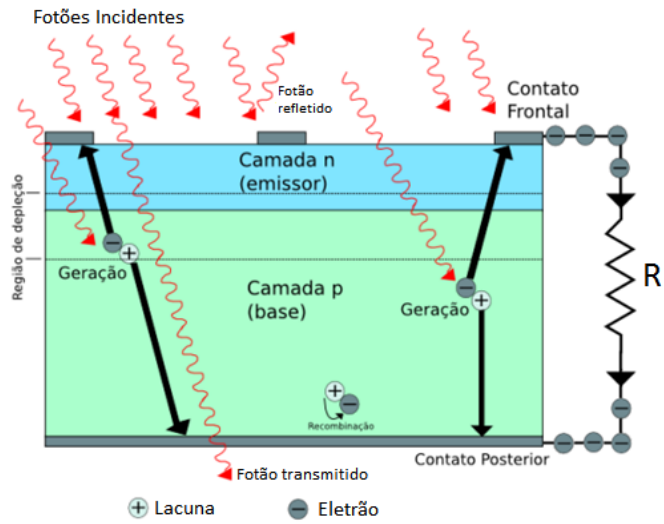


Figura 2.30 - efeito FV na célula FV. [18]

O balanço energético possível de uma célula FV é descrito na Figura 2.31.

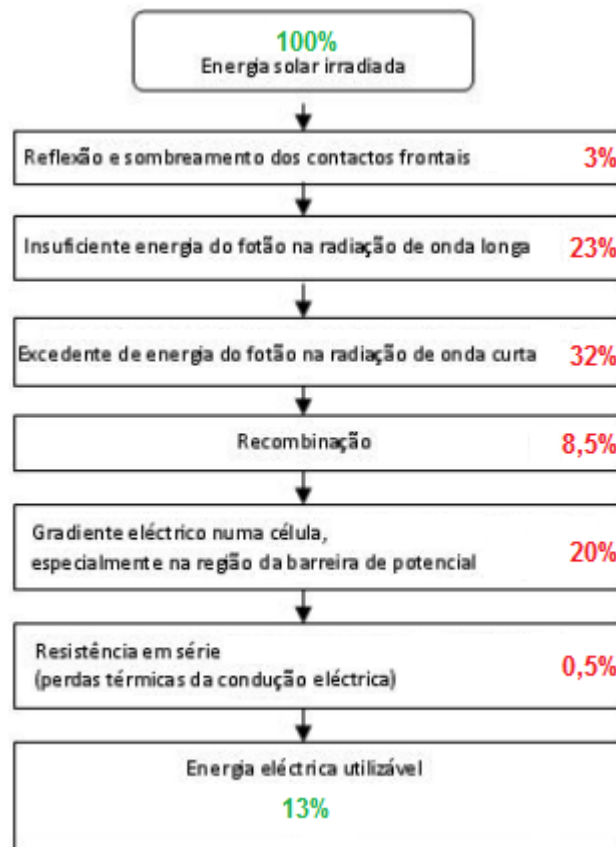


Figura 2.31 - balanço energético de uma célula FV. [19]

2.3 Estrutura macroscópica de uma Célula Fotovoltaica

O material das células FV é:

- silício
- dopantes, onde o semiconductor N é orientado para o sol e o semiconductor P na parte posterior, fina camada antirreflexo de modo a reduzir perdas por reflexão para determinado comprimento de onda
- rede de metalização de modo a permitir a passagem de elétrons a uma resistência mínima e com a menor área possível, numa forma tipicamente em pente ou grelha
- contatos metálicos na face frontal e posterior (Figura 2.32) [38].

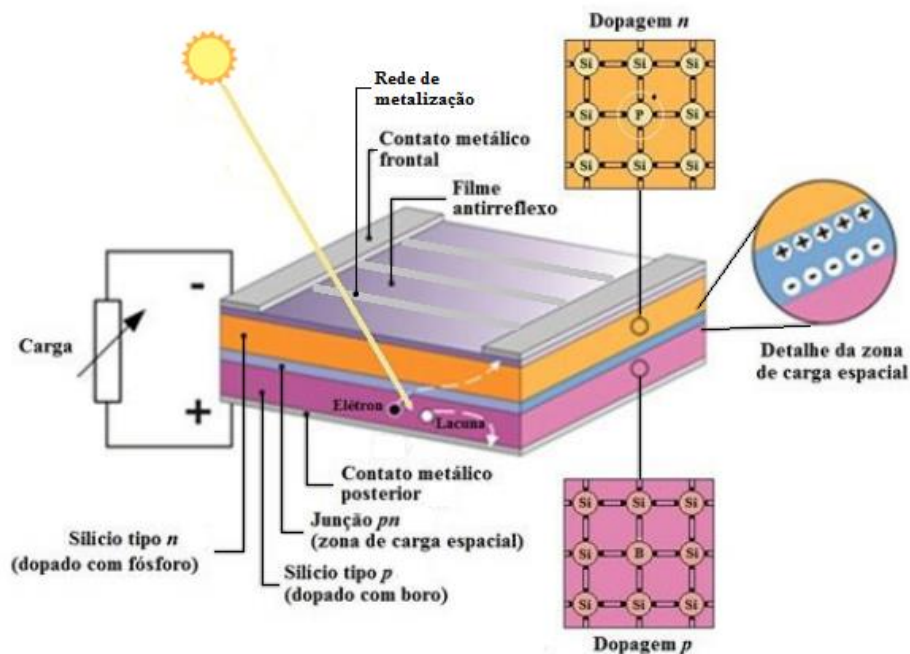


Figura 2.32 – estrutura de uma célula fotovoltaica. [20]

As células FV são fabricadas usando o silício e dopantes e são classificadas de acordo com o tipo de estrutura molecular: cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

2.3.1 Célula Fotovoltaica de Silício Monocristalino

Para a fabricação das células de silício monocristalinas é inicialmente feita a extração de cristais de SiO_2 . Este material é desoxidado em fornos, purificado e solidificado atingindo um grau de pureza de 98 a 99%. Para poder funcionar como célula FV é ainda necessário um grau de pureza maior, cerca de 99,9999%, ter a mesma orientação e estrutura monocristalina e baixa densidade de defeitos de rede.

O método mais utilizado para esta produção é pelo processo de Czochralski, ou seja, um cristal com orientação cristalográfica específica preso numa haste é mergulhado numa fusão de silício policristalino com dopantes num cadinho de quartzo. A superfície do silício fundido arrefece e inicia o processo de cristalização. O cristal é rodado e puxado lentamente formando o lingote monocristalino com a mesma orientação do cristal (Figuras 2.33 e 2.34) [23].

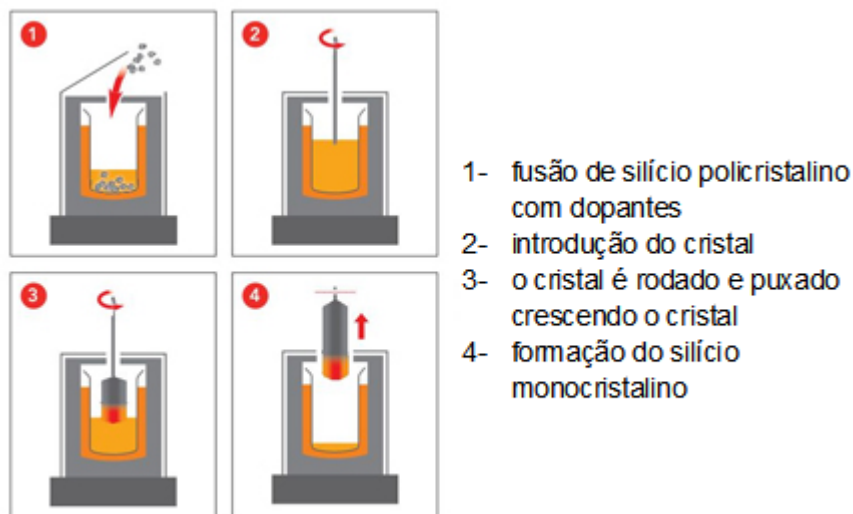


Figura 2.33 - Processo de Czochralski. [22]



Figura 2.34 - lingote monocristalino. [24, 25]

Posteriormente é cortado em finas bolachas e é criada uma camada superior de impurezas do tipo N de forma a obter a junção. Têm geralmente uma forma quadrada com os cantos arredondados (Figura 2.35).

As células monocristalinas de silício são as que apresentam a eficiência mais alta, com uma eficiência entre 14 e 21%.

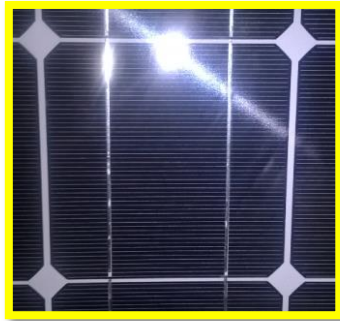


Figura 2.35 - Células de silício monocristalinas. Foto do autor.

2.3.2 Célula Fotovoltaica de Silício Policristalino

O processo de pureza é semelhante ao processo do silício monocristalino.

A fabricação deste tipo de célula de silício é menos rigorosa, por isso é mais barata, sendo também o rendimento mais baixo. São produzidas a partir de blocos de silício, obtidos por fusão de silício puro em moldes especiais. Posteriormente, o silício arrefece lentamente nos moldes e solidifica-se (Figura 2.36) [26].



Figura 2.36 – lingotes policristalinos. [25]

Os átomos não se organizam num único cristal, formam uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. Esta estrutura molecular é descontínua o que

dificulta a circulação dos elétrons e facilita a recombinação com as lacunas o que gera uma menor potência de saída (Figura 2.37 b).

As células de silício policristalinas são preparadas por corte de lingote ou por corte de fitas ou depositando um filme num substrato, por imersão ou por transporte de vapor e, de acordo com a técnica utilizada, produzem cristais com características específicas como o tamanho, a morfologia e a concentração de impurezas (Figura 2.38) [21]. Geralmente são quadradas e a eficiência da produção elétrica fica entre os 13 a 16,5% (Figura 2.39).

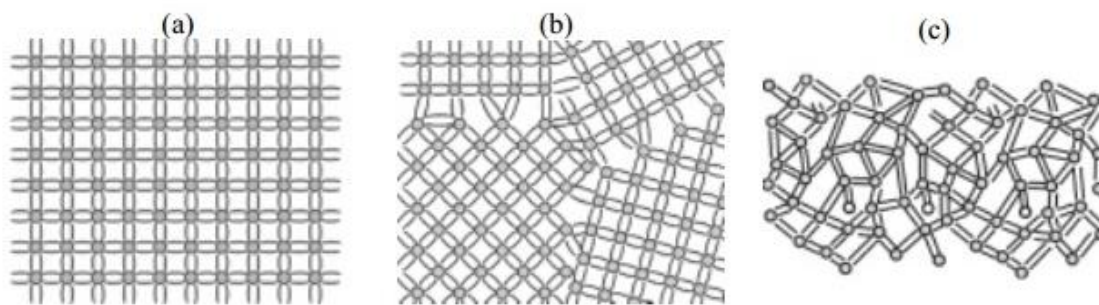


Figura 2.37 - Tipos de estrutura atômica do silício. (a) monocristalina; (b) policristalina; (c) amorfa. [27]

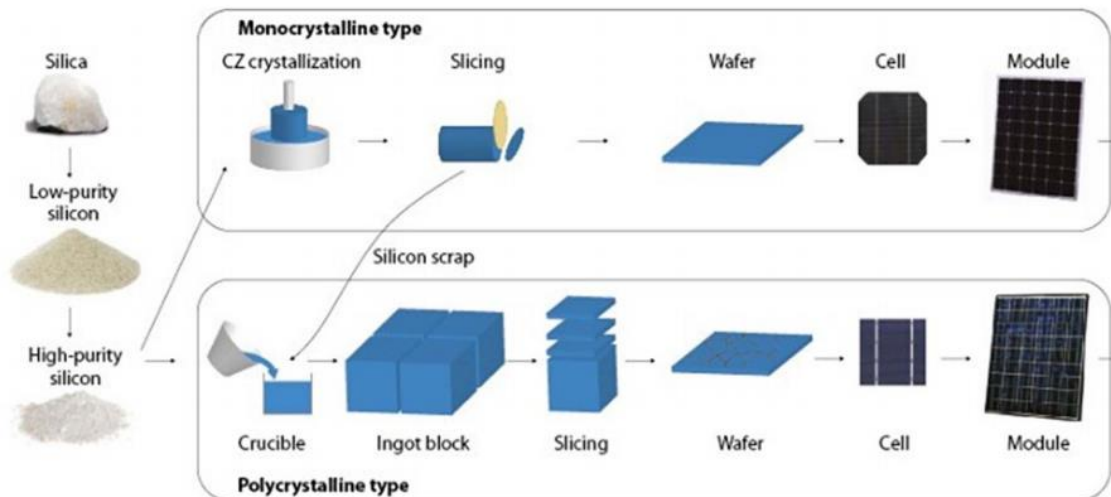


Figura 2.38 – Processo de fabricação de células fotovoltaicas monocristalinas e policristalinas. [27]



Figura 2.39 - Células de silício policristalinas. Foto do autor.

2.3.3 Célula Fotovoltaica de Silício amorfo

Este tipo de célula apresenta alto grau de desordem na estrutura dos átomos ou, dito de outro modo, possui uma rede irregular (Figura 2.37 c). São as mais baratas, também são as que têm menor rendimento e maior degradação [21]. A eficiência inicial é 15 a 20%, tornando-se estável depois nos níveis indicados pelos fabricantes. Estas células obtêm-se pela deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal (Figura 2.40) [26]. Têm maior estabilidade face à temperatura, é o que tem menos perdas a altas temperaturas e produz eletricidade mesmo em condições de nebulosidade pela radiação indireta sendo mais úteis para regiões de menor insolação [21]. A eficiência estável situa-se entre os 6 e os 9%.



Figura 2.40 – células fotovoltaicas de silício amorfo. Foto do autor.

2.4 Módulos e painéis fotovoltaicos

Um conjunto de células FV formam um módulo e o conjunto de módulos ligados em série formam um painel FV (ou string em inglês). O módulo, dependendo da aplicação que se pretende, pode ser constituído por 36 a 216 células FV associadas em série e/ou paralelo de modo a obter a tensão, corrente e potência desejadas. No caso da DAPE, os módulos monocristalinos e policristalinos são geralmente constituídos por 60 células FV em série (Figura 2.41).



Figura 2.41 – Módulos FV monocristalinos e policristalinos compostos por 60 células ligadas em série. Fotos do autor.

Um conjunto de módulos em série e em paralelo formam uma instalação FV (ou array em inglês) (Figura 2.42).

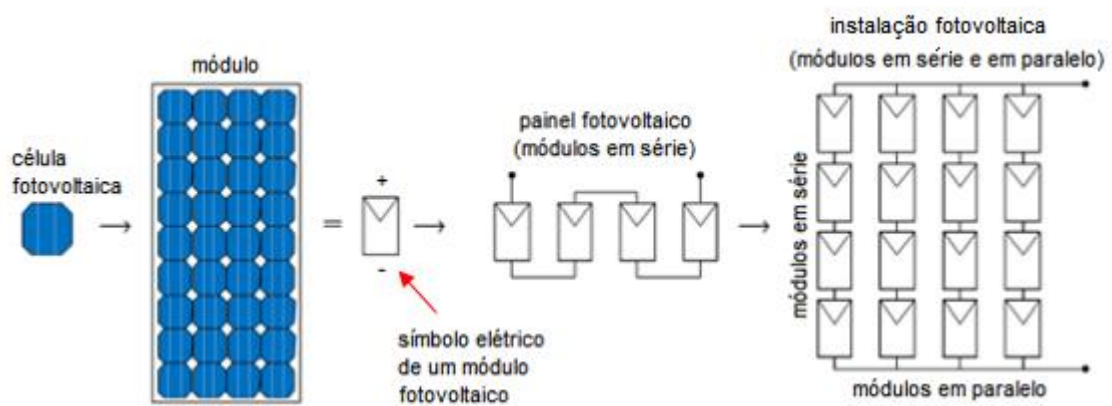


Figura 2.42 - Célula, módulo, painel e instalação FV. [29]

Um módulo FV tem de ser resistente às condições ambientais adversas e por isso é constituído por uma cobertura frontal de vidro temperado ou acrílico ou polímero de baixa reflexão, estável á exposição duradoura de raios UV, de elevada transmissão, de baixa resistência térmica, impermeável para não corroer os contactos metálicos e boa resistência ao impacto. O caixilho em alumínio segura a estrutura mecânica do módulo.

Na parte intermédia existe o encapsulamento que adere as células solares á superfície frontal e posterior. As células são embebidas, geralmente, numa película de etileno acetato de vinilo (EVA, do inglês Ethylene-vinyl acetate) de modo a resistir a esforços mecânicos, agentes atmosféricos e humidade, ou seja, esta película é resistente á fadiga térmica, impermeável, flexível á água, translúcida e não reflete a radiação solar e assegura o isolamento elétrico entre as células [32].

A cobertura posterior é constituída geralmente por uma camada de Tedlar, impermeável e de baixa resistência térmica. O módulo fotovoltaico tem também a caixa de conexão, cabos e conetores solares, que fazem a conexão a outro módulo ou ao restante sistema elétrico [33] (Figuras 2.43, 2.44 e 2.45).

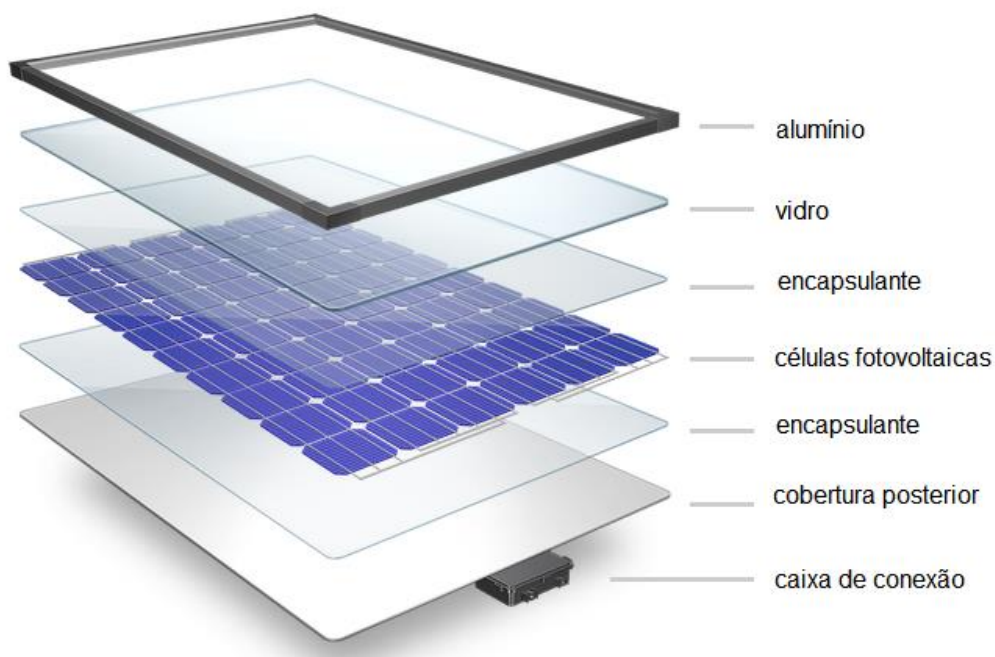


Figura 2.43 - Constituição de um módulo FV monocristalino. [30]

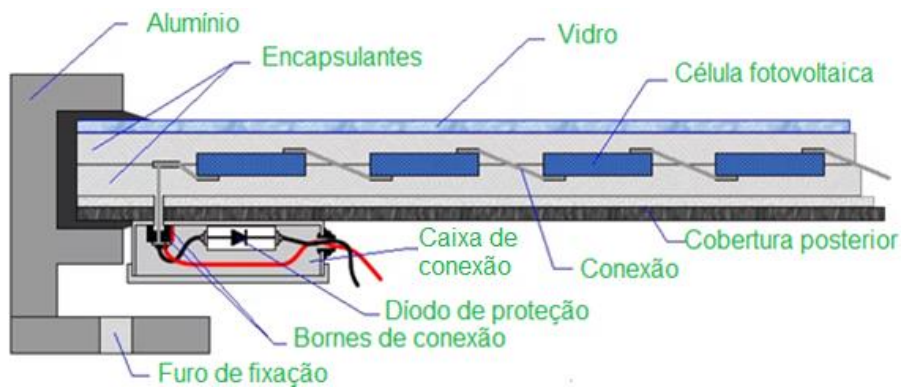


Figura 2.44 - Seção transversal de um módulo FV. [31]



Figura 2.45 – Caixa de conexão, cabos e conectores solares. [33]

A empresa DAPE tem vários módulos FV **monocristalinos**, sendo o Sunrise o módulo mais utilizado nas instalações fotovoltaicas e tem as seguintes especificações (Figura 2.46):

Module Type		SR-M572205	SR-M572200-1
Maximum power	Pm(w)	205W	200W
Tolerance	(%)	0~+3	0~+3
Open Circuit Voltage	Voc(v)	45.91	45.71
Short Circuit Current	Isc(A)	5.83	5.71
Maximum Power Voltage	Vm(v)	37.00	36.84
Maximum Power current	Im(A)	5.55	5.43
Module Efficiency	(%)	16.10	15.70
Solar Cell Efficiency	(%)	18.67	18.20
Cell Type	(mm)	125 x 125(Mono-Crystalline Silicon)	
Number of Cells	(Pcs)	72 (6 x 12)	
Number of diodes	(Pcs)	3	
Maximum System Voltage	(V)	DC1000	
Temp.Coeff.of Voc	(%/°C)	-0.34	
Temp.Coeff.of Isc	(%/°C)	0.05	
Temp.Coeff.of Pm	(%/°C)	-0.45	
Operating Temperature	(°C)	-40 to 85	
Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	(°C)	45 ± 2	
Max.Series Fuse	(A)	10	
Wind Bearing	(Pa)	3800	
Pressure Bearing	(Pa)	5400	
STC(Standard Test Conditions):1000W/ m² AM=1.5 25°C			

Figura 2.46 – especificações dos módulos FV monocristalinos Sunrise. [64]

A empresa DAPE tem vários módulos FV **policristalinos** sendo a marca Sharp 250 W o módulo mais utilizado nas instalações fotovoltaicas e tem as seguintes especificações (Figura 2.47):

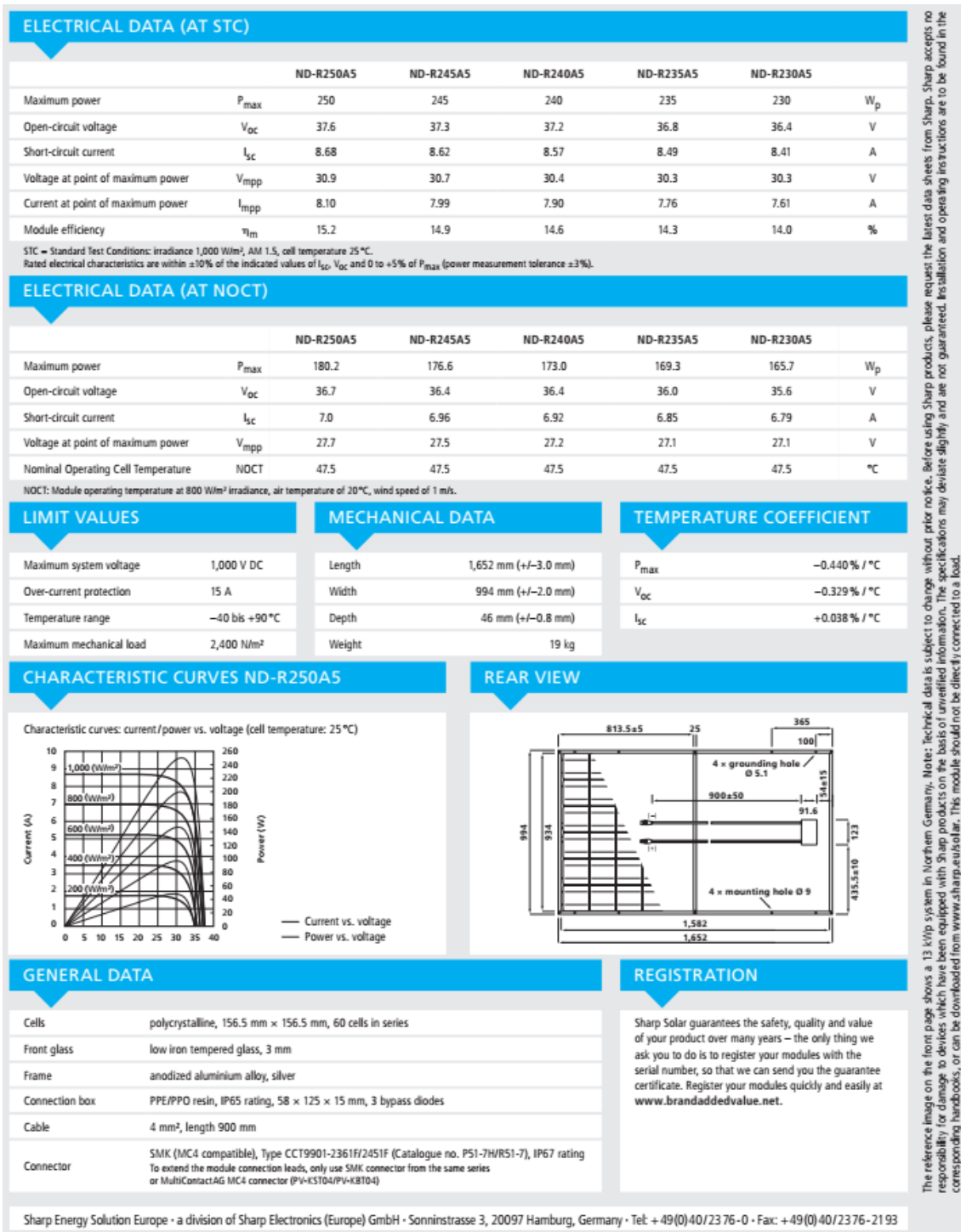


Figura 2.47 - especificações do módulo FV policristalino Sharp. [65]

Para a produção de módulos FV de película fina são depositadas lâminas finas de condutores e semicondutores sobre um substrato de vidro, aço, inox ou alguns plásticos em qualquer tamanho pretendido. Geralmente a estrutura é composta por uma camada p, uma camada intrínseca e uma camada n, ou seja, uma estrutura p-i-n. O processo de fabricação é simples e barato, de baixo consumo de material e energia e as células

podem ser flexíveis, transparentes e de grandes áreas porque não há restrição do tamanho.

Através de uma técnica de fabricação chamada de "empilhamento", várias camadas de células solares de silício amorfo podem ser combinadas aumentando a eficiência para 6 a 9% (Figura 2.48) [34].



Figura 2.48 – módulo FV amorfo. Foto do autor.

A empresa DAPE tem vários módulos FV **amorfos**, sendo o principal o kaneka solar u-ea110 110w com as seguintes especificações (Figura 2.49):

PRODUCT:THIN-FILM SILICON PV MODULE			
MODEL: U-EA110		DATE: March 01, 2008	
SPECIFICATION LISTS	UNIT	VALUE	REMARK
Performance at STC (stabilized)			
Nominal Power (Pmax)	W	110 (+10%/-5%)	
Open Circuit Voltage (Voc)	V	71.0 (±10%)	
Short Circuit Current (Isc)	A	2.50 (±10%)	
Voltage at Pmax (Vpm)	V	54.0	
Current at Pmax (Ipm)	A	2.04	
Max. System Voltage	V	600	
Dimension	mm	1210.0 ± 2.5 x 1008.0 ± 2.5	
Depth	mm	40.0 ± 1.0	
Weight	kg	18	
(Reference)			
Performance at STC (initial)			
Power (Pmax)	W	126	(typical)
Open Circuit Voltage (Voc)	V	71	
Short Circuit Current (Isc)	A	2.5	
Voltage at Pmax (Vpm)	V	55	
Current at Pmax (Ipm)	A	2.3	
(REMARK)			
<ul style="list-style-type: none"> • Even though we don't define the tolerances of Ipm and Vpm, those tolerances are close to ±10% according to the tolerances of Isc and Voc. • The nominal output value is defined as average value for modules using Kaneka's original evaluate method. • The performance at STC of the thin film silicon photovoltaic module at the outdoor use has seasonal variations. The amount of solar radiation also fluctuates monthly. The annual average of output could be estimated in consideration of both the variations. • MODULES are certified by IEC61646 and IEC61730-1/-2 (Application Class A) 			

Figura 2.49 - especificações do módulo FV amorfo Kaneka Solar U-EA110 110W. [66]

Os diferentes tipos de módulos FV, monocristalino, policristalino e amorfo apresentam diferenças no tempo de vida útil, preço, eficiência e material. As vantagens e desvantagens de cada um são apresentadas na figura 2.50.

	Monocristalino	Policristalino	Amorfo
Durabilidade esperada	vida útil de 30 anos e garantia de 10 anos contra defeitos de fabrico	vida útil de 30 anos e garantia de 10 anos contra defeitos de fabrico	vida útil de 10 a 15 anos e garantia de 10 anos contra defeitos de fabrico
Preço	mais elevado	mais barato que o monocristalino	mais barato que o monocristalino e o policristalino
Eficiência	14% - 21%	13%-16,5%	6%-9%
Material	grandes cristais; rede ordenada de um único cristal	pequenos cristais; rede ordenada e descontínua de diferentes cristais	sem estrutura cristalina
Vantagens	melhor eficiência; ocupam menos espaço, mais Watts por hora por m ² ; maior vida útil; melhor que os policristalinos em condições de pouca luz	baixa quantidade de silício residual gerado durante o processo de fabrico; mais barato que o monocristalino	produção simples; mais barato que o monocristalino e o policristalino; altas temperaturas e sombreamento tem menos impacto no desempenho do painel solar de filme fino do que no monocristalino e o policristalino
Desvantagens	mais caros; grande quantidade de silício residual gerado durante o processo de fabrico	menos eficientes; ocupam mais espaço, há menos Watts por hora por m ² do que o monocristalino	menos eficientes; ocupam mais espaço, há menos Watts por hora por m ² do que o monocristalino e o policristalino; têm degradação mais rápida

Figura 2.50 - principais diferenças dos tipos de módulos FV. [34, 35]

2.5 Equação característica de uma célula fotovoltaica e curva característica I-V e P-V

Um circuito elétrico equivalente simplificado de uma célula FV é composto por um gerador de corrente elétrica acionado por radiação luminosa, em paralelo com um diodo representando a junção PN.

A figura 2.51 representa um esquema do circuito elétrico equivalente simplificado e real de uma célula FV.

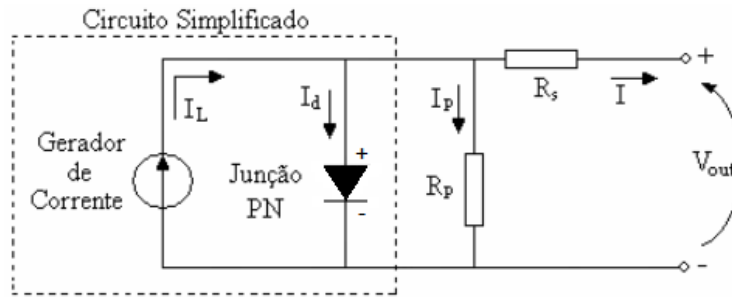


Figura 2.51 - Circuito elétrico equivalente simplificado e real de uma célula FV. [36]

I_L ou I_S - é a corrente elétrica gerada pela incidência solar na superfície da célula FV

I_d - é a corrente elétrica que circula pelo diodo

I_p - representa as correntes de fuga: corrente que circula nas bordas das células e a corrente que circula das imperfeições do material e em microfissuras

I - é a corrente elétrica de saída entregue á carga, em função da tensão elétrica

($I = I_S - I_d$ pela lei dos nós de Kirchoff)

R_p - é a resistência em paralelo gerada pela corrente de fuga

R_s - é a resistência em série do semiconductor até aos contactos elétricos causando a queda de tensão no interior da célula

V_{out} - é a tensão nos terminais da célula FV [36]

A fórmula para o cálculo dos parâmetros elétricos de um **modelo simplificado** é:

$$I = I_S - I_d \quad (\text{Equação 2.1})$$

ou

$$I = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V_d}{mV_T}} - 1 \right) \quad (\text{Equação 2.2})$$

I - é a corrente elétrica de saída entregue á carga, em função da tensão elétrica

I_0 - é a corrente inversa de saturação do diodo; corrente inversa devido à energia térmica

V_d - é a tensão aplicada nos terminais do diodo

m - é o fator de idealidade do diodo. Para o silício monocristalino varia entre 1, para tensões elevadas, e 2, para tensões baixas. m ideal=1

$$V_T - \text{é o potencial térmico. } V_T = \frac{N_s \times k \times T_c}{q} \quad (\text{Equação 2.3})$$

$$k - \text{é a constante de Boltzman } k = 1,381 \times 10^{-23} \text{ J / K}$$

T_c - é a temperatura de operação da célula. $T_c = 298,15 \text{ k (25°C)}$

$$q - \text{é a carga do eletrão. } q = 1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$$

N_s - é o número de células associadas em série no caso de um módulo

A fórmula apresentada não apresenta valores da queda de tensão da célula fotovoltaica até aos contactos exteriores.

De facto, a célula FV apresenta ainda 2 tipos de resistências, a resistência em série (R_s) que é a resistência do circuito até aos contactos exteriores causando queda de tensão na célula e a resistência em paralelo (R_p) que é a resistência de fugas do circuito.

A fórmula para o cálculo dos parâmetros elétricos de um **modelo simplificado de 2 resistências** é:

$$I = (I_s - I_d) \times \frac{R_p}{R_p + R_s + Z} \quad (\text{Equação 2.4}) \text{ ou}$$

$$I = \left[I_s - I_0 \left(e^{\frac{V_d}{mV_T}} - 1 \right) \right] \times \frac{R_p}{R_p + R_s + Z} \quad (\text{Equação 2.5})$$

I é a corrente elétrica de saída entregue á carga, em função da tensão elétrica [63].

Z é a impedância da carga onde passa a corrente I .

Os valores das resistências podem ser calculados pelas seguintes fórmulas [44]:

$$R_s = \frac{V_{ca} - V_{\max}}{I_{\max}} \quad (\text{Equação 2.6})$$

$$R_p = \frac{V_{\max}}{I_{cc} - I_{\max}} \quad (\text{Equação 2.7})$$

As fórmulas para o cálculo dos parâmetros elétricos de uma célula FV dependem também das condições de temperatura e irradiação solar do ambiente.

A irradiação solar afeta principalmente a corrente, ou seja, quanto maior a irradiação maior a corrente, e a temperatura afeta a tensão e a potência, ou seja, quanto maior a temperatura menor a tensão e potência.

Nas folhas de especificações técnicas, os parâmetros das células ou módulos são medidos em condições de teste standard ou STC, do inglês *Standard Test Conditions*, em que a irradiância solar é de 1000 W/m^2 , a temperatura da célula é de 25°C e a AM (do inglês Air Mass Coefficient) é de 1,5 que tem a haver com o trajeto da luz solar através da atmosfera. Quando a posição do sol é perpendicular á Terra, AM é igual a 1, ou seja, os raios solares atravessam a menor espessura de camada de ar da atmosfera, quanto mais se afasta da perpendicularidade maior é a camada de ar a atravessar e maior o valor de AM. Acima da atmosfera, o valor de AM é zero (Figura 2.52).

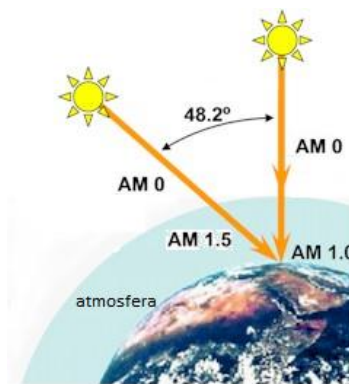


Figura 2.52 - Ilustração da definição do coeficiente AM. [37]

Contudo, na prática estes parâmetros não são habitualmente atingíveis, porque a irradiância solar pode atingir 1000 W/m^2 ao meio-dia e é comum a temperatura exceder os 25°C .

Outras condições são, portanto, apresentadas nas folhas de especificações técnicas, as condições nominais de operação (CNO), de modo a obter valores mais próximo da realidade. Nas CNO, o ângulo de inclinação é a incidência normal à direção dos raios de sol no local, a irradiância solar é de 800 W/m^2 , a temperatura ambiente é de 20°C , a velocidade do vento é de 1 m/s , a carga elétrica é zero, ou seja, é um circuito aberto e a temperatura é a temperatura nominal de operação da célula (do Inglês, nominal operating cell temperature, NOCT).

Para o cálculo da temperatura da célula é aplicada a seguinte fórmula da cláusula 10.5 da Norma IEC 61215, 2ª edição:

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (\text{Equação 2.8})$$

Em que:

T_c – é a temperatura da célula ou módulo (em °C).

T_{amb} – é a temperatura ambiente (em °C)

NOCT – é a temperatura de operação nominal da célula

G – é a irradiação solar (em W/m²)

Se a velocidade do vento for superior a 1 m/s, há maiores perdas por convecção e a temperatura do módulo diminui.

A curva característica I-V pode ser corrigida para as condições padrão de teste ou outros valores de irradiação solar e temperatura, a partir das seguintes equações do método 1 da norma IEC 61215, 2ª edição:

$$I_2 = I_1 + I_{cc} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha(T_2 - T_1) \quad (\text{Equação 2.9})$$

$$V_2 = V_1 - R_s(I_2 - I_1) - k \times I_2(T_2 - T_1) + \beta(T_2 - T_1) \quad (\text{Equação 2.10})$$

Onde:

I_1, V_1 - são as coordenadas dos pontos I-V medidos

I_2, V_2 - são as coordenadas correspondentes dos pontos na curva corrigida

I_{sc} - é a corrente de curto-circuito medida no dispositivo sob teste

G_1 - é a irradiância nas condições experimentais ou conhecidas

G_2 - é a irradiância para a qual se pretende corrigir a característica I-V

T_1 - é a temperatura medida no dispositivo fotovoltaico

T_2 - é a temperatura em condições padrão ou outras condições para as quais se pretende corrigir a curva

α , β - são os coeficientes de temperatura para a corrente e a voltagem, respetivamente, do dispositivo fotovoltaico sob teste à irradiância padrão ou outra irradiância desejada
 R_s - é a resistência interna do dispositivo sob teste
 k - é o fator de correção da curva

Um painel certificado segundo as normas IEC 61215 (cristalino) ou IEC 61646 (película fina), trata-se de um símbolo de qualidade em relação aos aspetos da estabilidade mecânica e dos parâmetros elétricos [38].

Calculando os valores I-V da célula ou módulo FV, pode-se traçar em gráfico para melhor análise. As curvas características típicas I-V de uma célula fotovoltaica no escuro e iluminada estão apresentadas na figura 2.53.

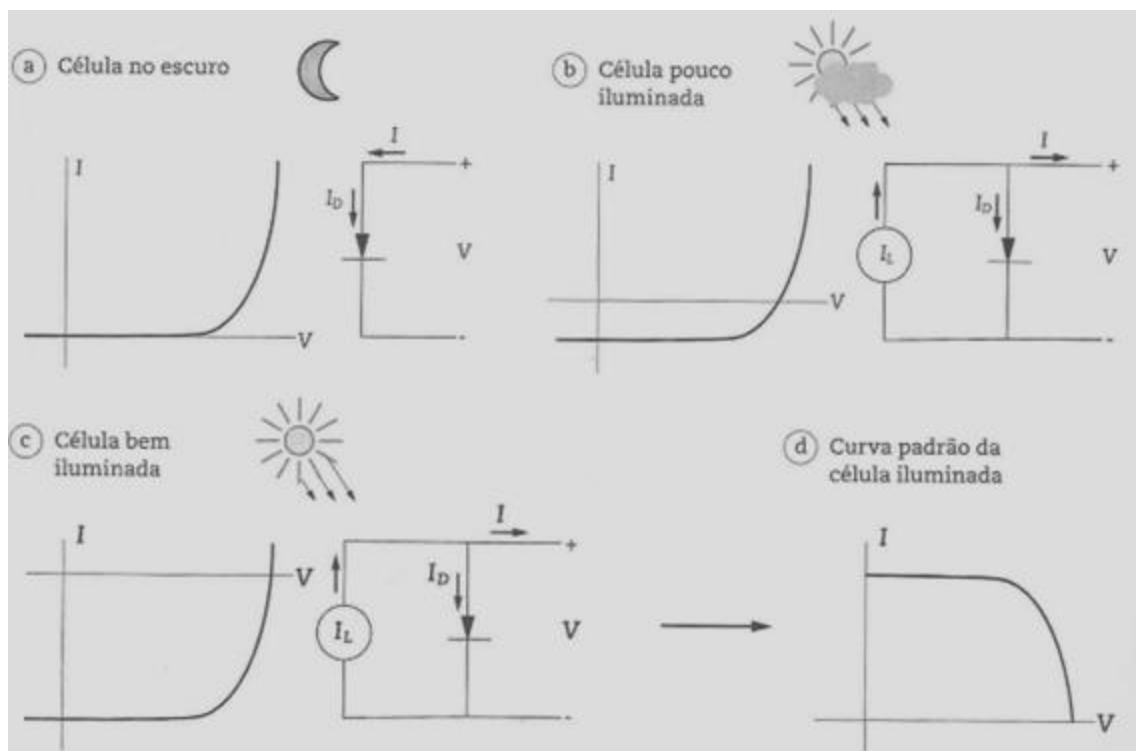


Figura 2.53 – Curva I-V de uma célula FV no escuro, pouco e bem iluminada:
 (a) no escuro a célula tem as características elétricas de um díodo.
 (b) a célula começando a ser iluminada, sua curva I-V desloca-se para o 4º quadrante.
 (c) quanto maior a iluminação ou intensidade da radiação, maior é o deslocamento da curva.
 (d) a curva é, por convenção rebatida sobre o eixo das tensões, tomando o 1º quadrante. [39]

A curva I-V situa-se no 4º quadrante porque como a célula FV é um gerador, a corrente tem sentido inverso, ou seja, é negativa.

A curva I-V por convecção é rebatida sobre o eixo das tensões, do 4º quadrante para o 1º [20].

A curva característica típica I-V de uma célula FV iluminada está representada na figura 2.54 e é normalmente obtida segundo STC.

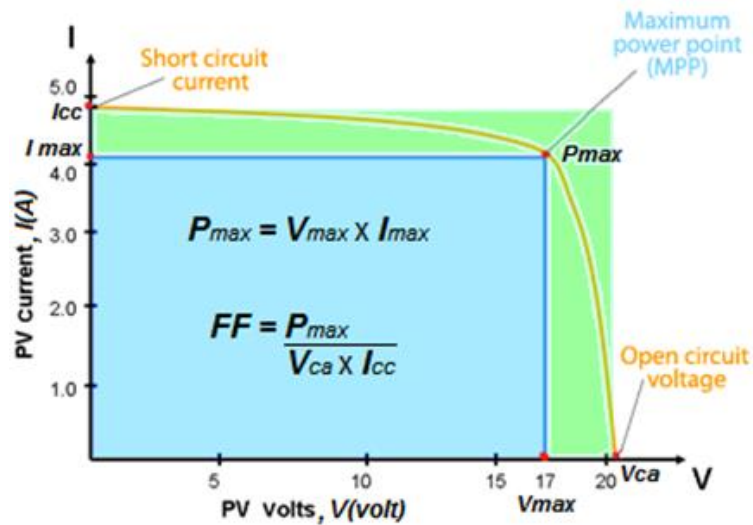


Figura 2.54 - curva característica I-V. [40] (adaptado)

A corrente curto-circuito (I_{cc}) é a máxima corrente produzida pelo dispositivo sob determinadas condições de radiação e temperatura e é obtida quando a resistência de carga externa é nula.

A tensão de circuito aberto (V_{ca}) é a máxima tensão produzida pelo dispositivo sob determinadas condições de radiação e temperatura e pode ser obtida quando os dois terminais da célula são isolados, o que é equivalente a uma resistência de carga externa infinita.

A corrente de máxima potência (I_{max}) é o valor da corrente em determinadas condições de radiação e temperatura, para a máxima potência.

A tensão de máxima potência (V_{max}) é o valor da tensão em determinadas condições de radiação e temperatura, para a máxima potência.

A potência máxima (P_{max}) é a máxima potência produzida da célula fotovoltaica sob determinadas condições de radiação e temperatura, ou seja, é onde o valor do produto $V \times I$ é máximo (Figura 2.55) [38].

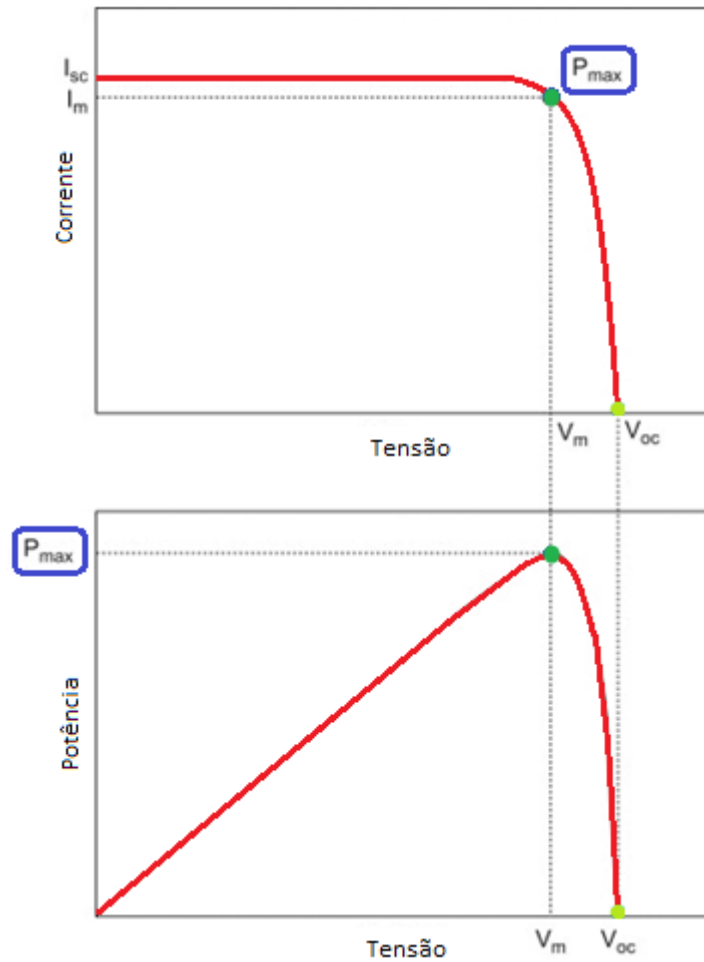


Figura 2.55 – Curvas da potência máxima célula FV em STC. [41]

O fator de forma (FF, do inglês *fill factor*) é a razão ou o resultado do quociente entre P_{max} e o produto $V_{ca} \times I_{cc}$:

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{ca} \times I_{cc}} \quad (\text{Equação 2.11})$$

FF tem valores no intervalo de 0 a 1 ou de 0 a 100% e quanto maior, melhor a qualidade do dispositivo. Este fator é também uma medida que expressa quanto a curva característica I-V se aproxima do retângulo (a verde claro na figura 2.54). Quanto maior a qualidade das células fotovoltaicas mais próxima da forma retangular é a curva I-V.

A eficiência η é o quociente entre P_{max} da célula fotovoltaica e a potência da radiação solar (P_L) ou entre P_{max} e o produto da área da célula FV (A) e a irradiação solar (G) (Equações 2.12 e 2.13) [61].

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_L} \quad (\text{Equação 2.12})$$

$$\eta = \frac{P_{\max}}{A \times G} \quad (\text{Equação 2.13})$$

Os fatores principais que influenciam a variação da corrente e da tensão de uma célula FV são a radiação solar e a temperatura. A radiação solar varia ao longo do dia e também ao longo do ano. A radiação influencia mais a variação da corrente elétrica e, conseqüentemente, da potência, isto é, quanto maior a radiação, maior a corrente e a potência. A tensão mantém-se quase constante (Figuras 2.56 e 2.57).

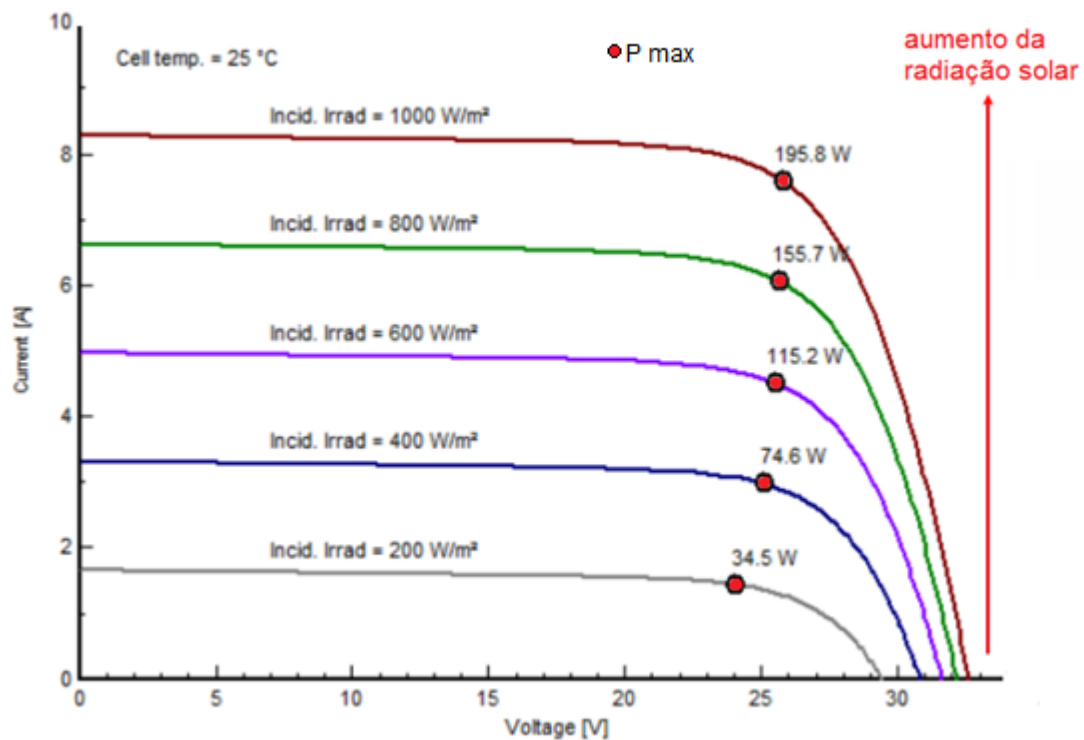


Figura 2.56 – Gráfico I-V da variação da irradiação solar a uma temperatura constante de uma célula FV. O aumento da irradiação solar aumenta a corrente elétrica. [42]

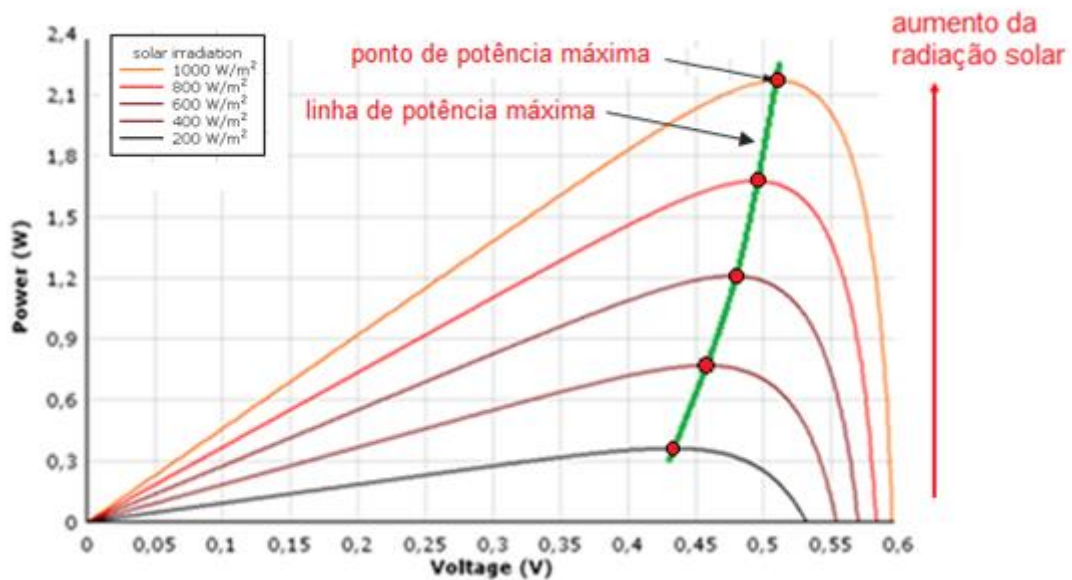


Figura 2.57 - Gráfico P-V da variação da irradiação solar a uma temperatura constante de uma célula FV. [43]

A temperatura influencia mais a variação da tensão elétrica e, conseqüentemente, da potência, isto é, quanto maior a temperatura, menor a tensão máxima e a potência. A corrente elétrica mantém-se quase constante, aumentando ligeiramente quando diminui a tensão (Figuras 2.58 e 2.59).

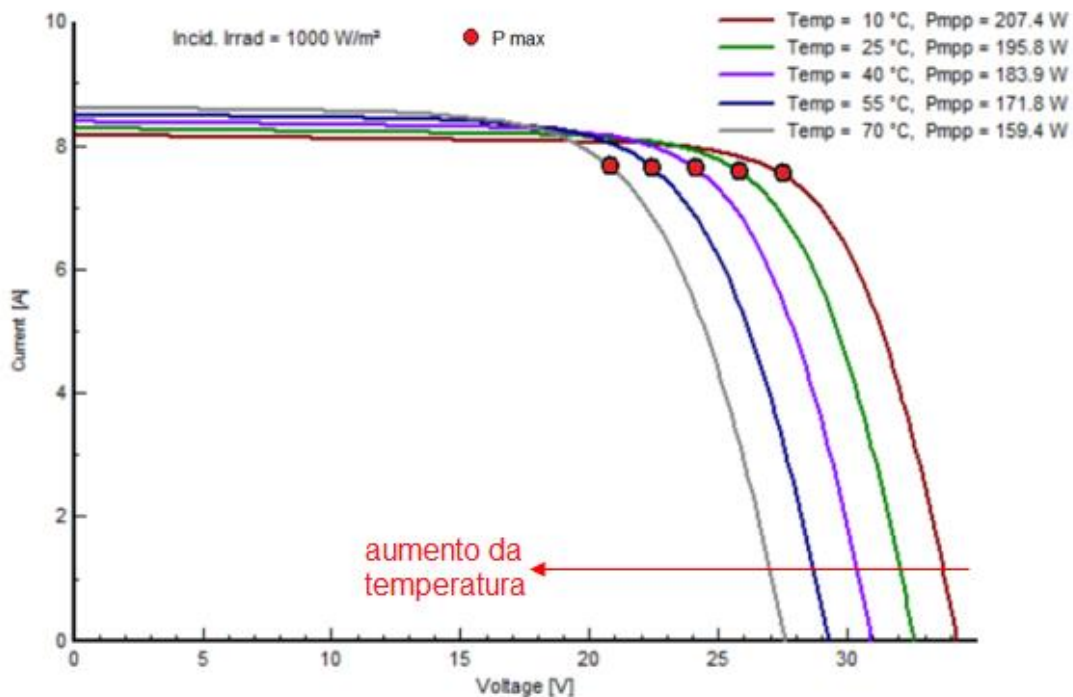


Figura 2.58 - Gráfico I-V da variação da temperatura a uma irradiação solar constante de uma célula fotovoltaica. O aumento da temperatura diminui a tensão elétrica máxima. [42]

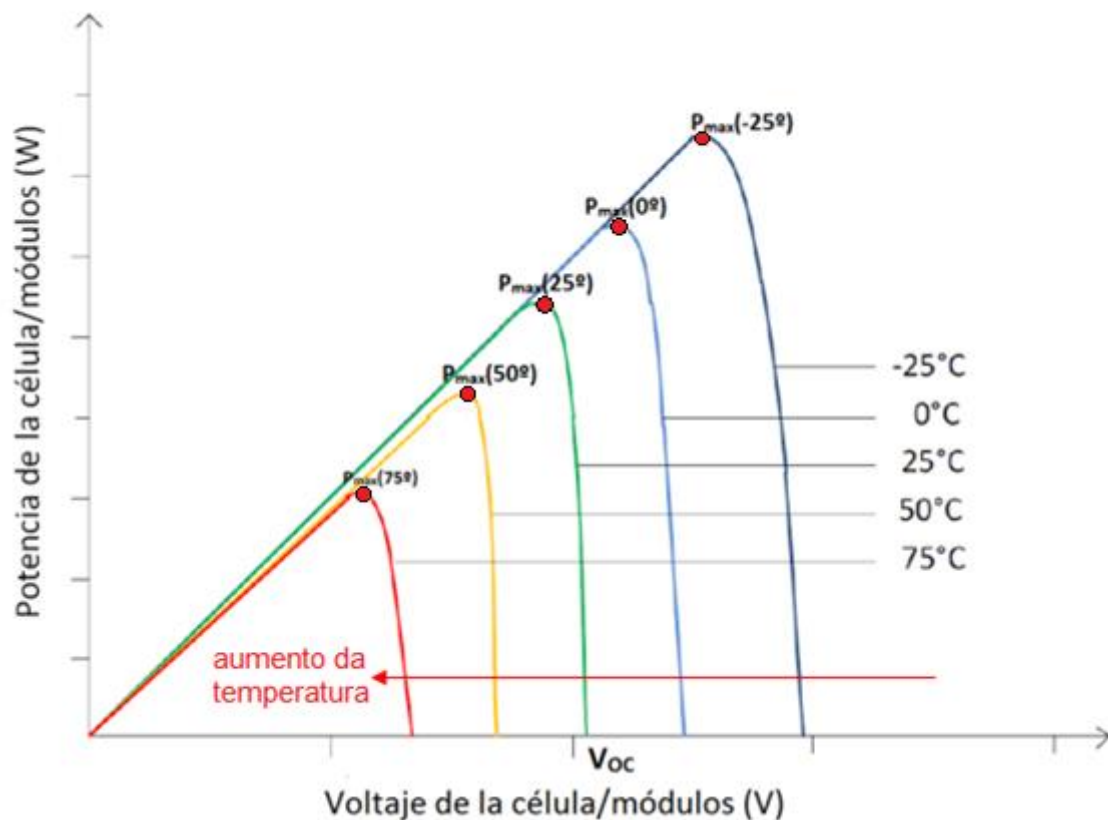


Figura 2.59 – Gráfico P-V da variação da temperatura a uma irradiação solar constante de uma célula fotovoltaica. O aumento da temperatura diminui a potência elétrica. [44]

2.5.1 Resistências em série e em paralelo de células fotovoltaicas

A resistência em série (R_s) da célula FV é devida à resistência do material semicondutor, à resistência entre o silício e os contactos metálicos, resistência dos próprios contactos metálicos e também dos bornes que causam perdas por efeito de joule e queda de tensão entre o semicondutor e os contactos elétricos. A resistência em série deve ser a menor possível.

O aumento da R_s diminui a I_{cc} e o FF e o valor da V_{ca} mantém-se. Para um valor elevado de R_s a curva I-V da célula é na realidade uma reta de inclinação $1/R_s$ (Figura 2.60).

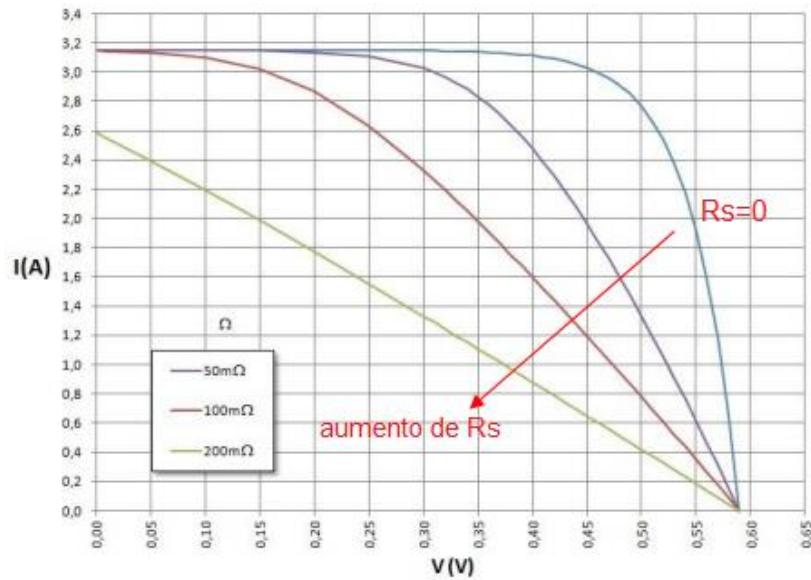


Figura 2.60 - Efeito da R_s na curva I-V de uma célula FV com temperatura e irradiância STC considerando a resistência em paralelo, R_p , em aberto, ou seja, $R_p = \infty$. [20]

A resistência em paralelo (R_p) da célula FV é devida a pequenas imperfeições na estrutura das células, que têm origem no processo de fabricação e que causam correntes de fuga, reduzindo a corrente da junção PN e a tensão nas células. A resistência em paralelo deve ser a maior possível.

A diminuição de R_p diminui a V_{oc} e o FF e o valor de I_{sc} mantém-se (Figura 2.61). Para um valor baixo de R_p a curva I-V da célula é na realidade uma reta de inclinação $1/R_p$ [20].

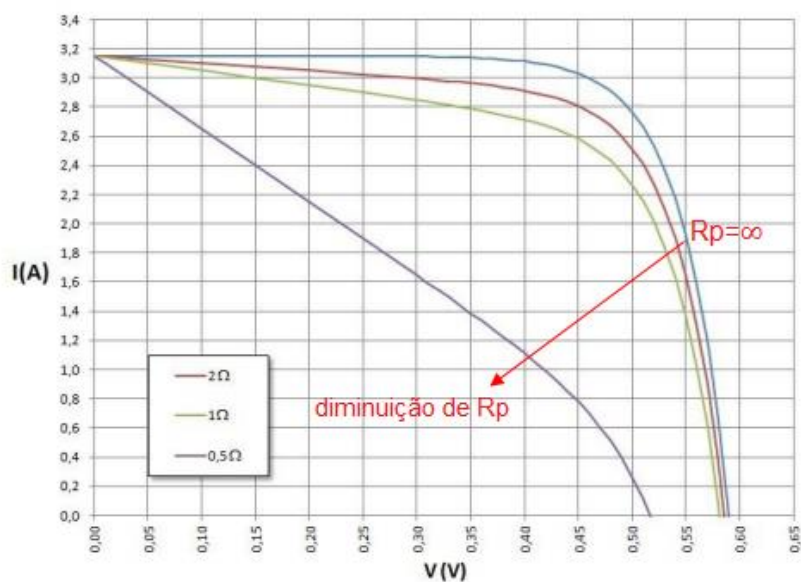


Figura 2.61 - Efeito da R_p na curva I-V de uma célula FV com temperatura e irradiância STC considerando a R_s nula, ou seja, $R_s = 0$. [20]

Uma lâmpada incandescente, por exemplo, ligada por um módulo FV funciona como uma resistência elétrica, e obtém-se uma reta de carga resistiva que intersesta a curva característica I-V que representa a potência dada á carga. A inclinação da reta é dada por $I/V = 1/R$ (Figura 2.62) [45, 46].

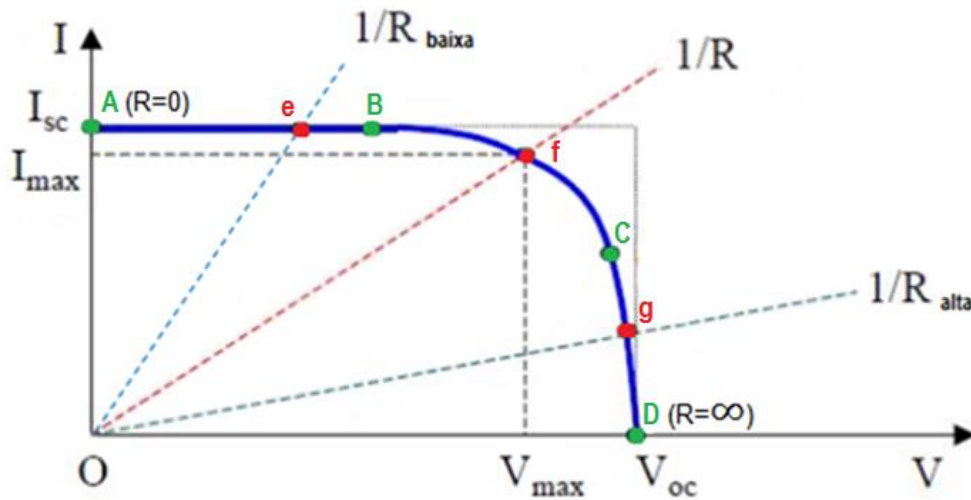


Figura 2.62 – Curva I-V de um painel FV e modo de funcionamento em função da resistência externa de carga. [45]

A resistência aumenta do ponto A para o D, sendo a resistência no ponto A nula e no ponto D infinita. Se a resistência for baixa, entre os pontos A e B, o módulo fotovoltaico comporta-se como uma fonte de corrente constante de valor igual ou muito próximo de I_{cc} . Se a resistência for alta, entre os pontos C e D, o módulo fotovoltaico comporta-se como uma fonte de tensão constante de valor igual ou muito próximo de V_{ca} . O módulo fornece máxima potência entre os pontos B e C, sendo o ponto f o ponto da curva I-V de máximo valor [45].

2.6 Tipos de associações de células e módulos fotovoltaicos

Associação em série

A associação de células ou módulos FV em série consiste em ligar o conector solar MC4 positivo ou macho de uma célula ou módulo no solar MC4 negativo ou fêmea de outro e assim sucessivamente (Figuras 2.63, 2.64, 2.65 e 2.66).

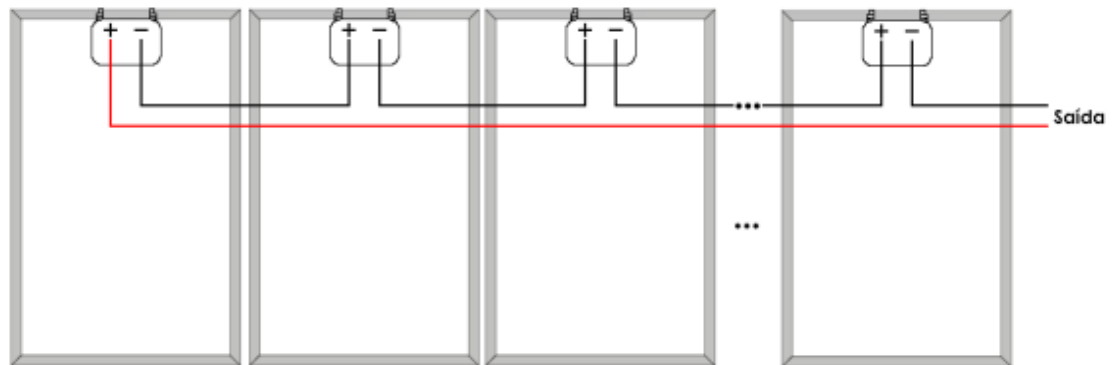


Figura 2.63 - Ligação em série de módulos FV. [49]



Figura 2.64 - caixa de conexão, cabos e conectores solares MC4. Foto do autor.



Figura 2.65 – conector solar MC4 positivo ou macho (á esquerda), conector solar MC4 negativo ou fêmea (á direita). Foto do autor.



Figura 2.66 - Ligação em série de 2 módulos FV. O conector solar MC4 positivo do painel á esquerda liga ao conector solar MC4 negativo do painel á direita. Os restantes conectores solares MC4 ligarão ao inversor ou a um controlador de carga. Foto do autor.

Quando são conectadas células ou módulos FV em série, a tensão elétrica aumenta e a corrente elétrica mantém o mesmo valor (Equações 2.14 e 2.15). Nas células ou módulos FV em série é possível ligar células com tensões elétricas diferentes e não é possível ligar células com correntes elétricas diferentes. O valor da tensão elétrica é a soma das tensões elétricas de todas as células ou módulos FV (Figura 2.71).

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (\text{Equação 2.14})$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (\text{Equação 2.15})$$

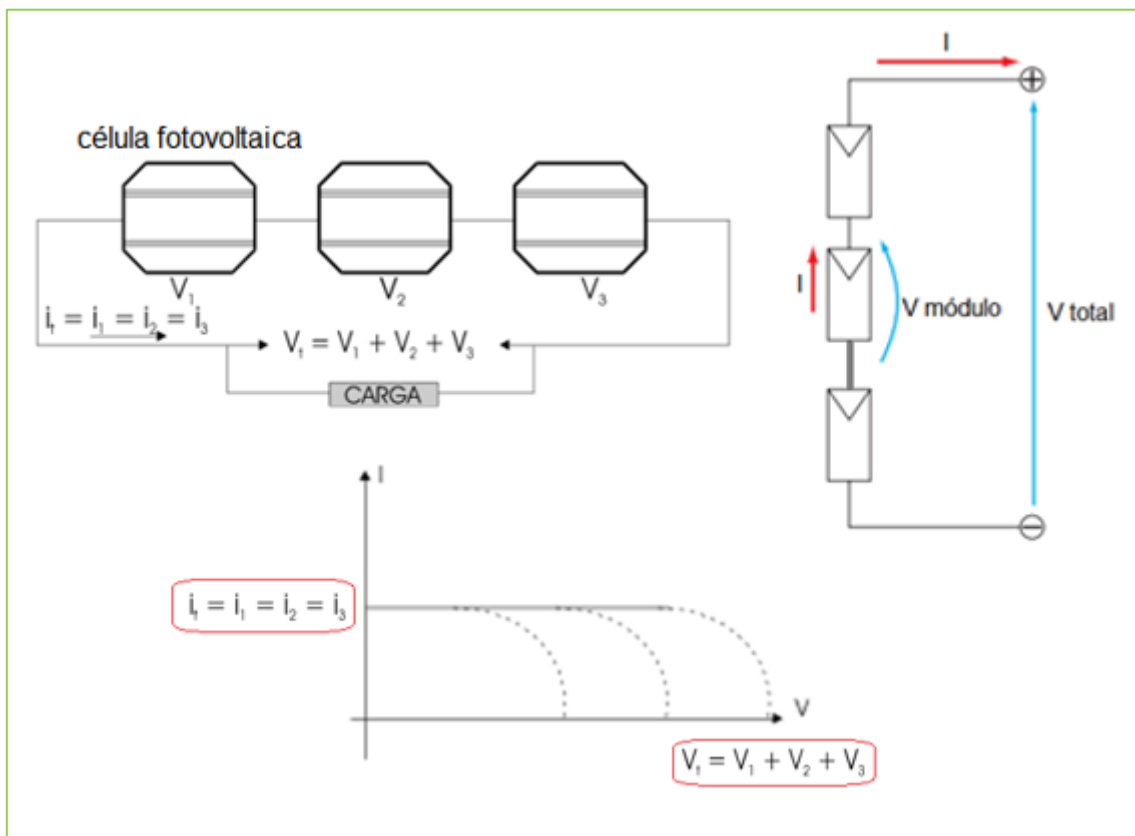


Figura 2.67 - associação de células e módulos FV em série. [47, 48]

Associação em paralelo

A associação de módulos em paralelo consiste em ligar, através de conectores duplos MC4, os conectores solares positivos e negativos de um módulo num ponto positivo comum e num ponto negativo comum de uma carga, como por exemplo, um inversor

ou um controlador de carga para um motor de corrente contínua na bombagem de água (Figuras 2.68, 2.69, 2.70 e 2.71).

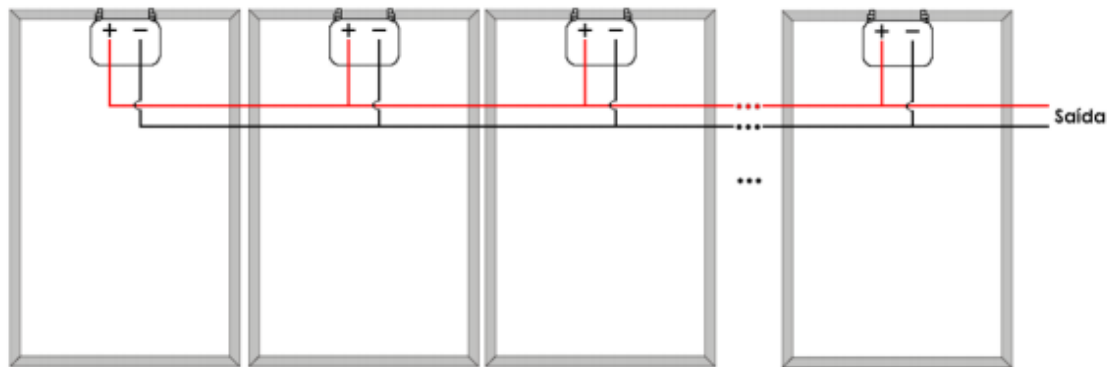


Figura 2.68 - Ligações em paralelo de módulos FV. [49]



Figura 2.69 - conector duplo MC4 negativo. Foto do autor.



Figura 2.70 - conector duplo MC4 positivo. Foto do autor.

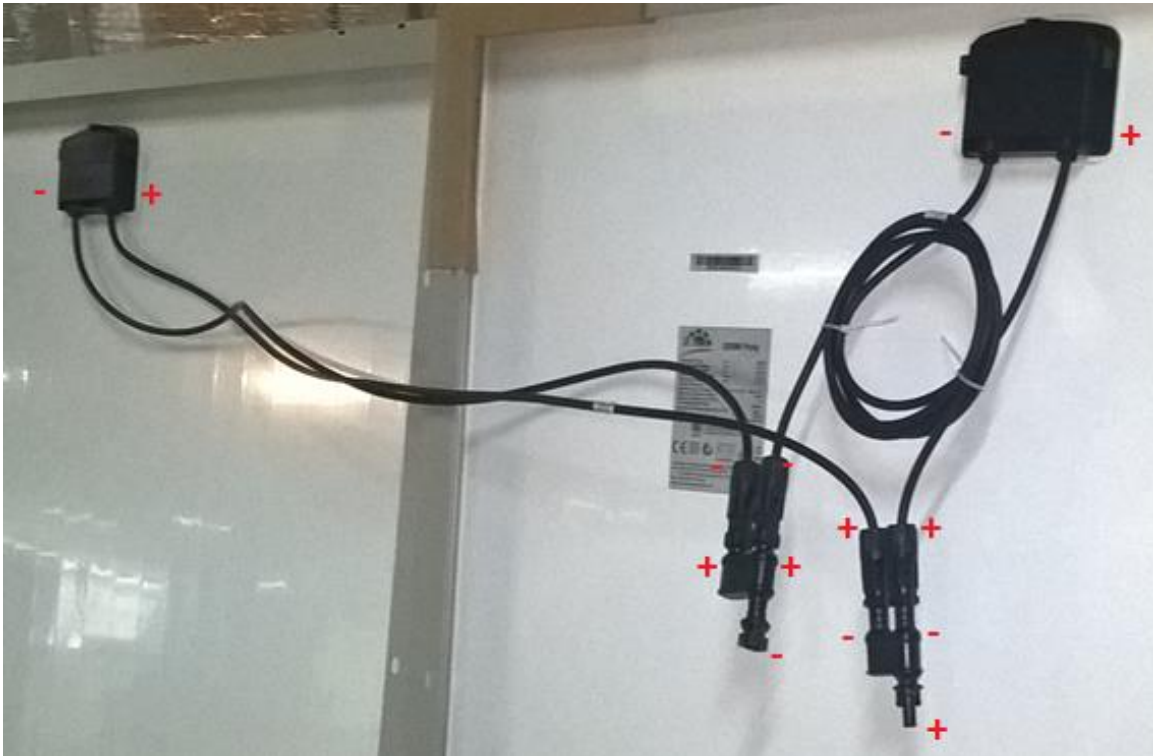


Figura 2.71 - Ligação em paralelo de 2 módulos FV. Os conetores MC4 negativos ligam ao conetor duplo negativo e os conetores MC4 positivos ligam ao conetor duplo positivo. Posteriormente são ligados a cabos solares para fazer a ligação ao inversor ou a um controlador de carga. Foto do autor.

Quando são conectadas células ou módulos FV em paralelo, a corrente elétrica aumenta e a tensão elétrica mantém o mesmo valor (Equações 2.16 e 2.17). Nas células ou módulos fotovoltaicos em paralelo é possível ligar células com correntes elétricas diferentes e não é possível ligar com tensões elétricas diferentes. O valor da corrente elétrica é a soma das correntes elétricas de todas as células (Figura 2.72).

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (\text{Equação 2.16})$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (\text{Equação 2.17})$$

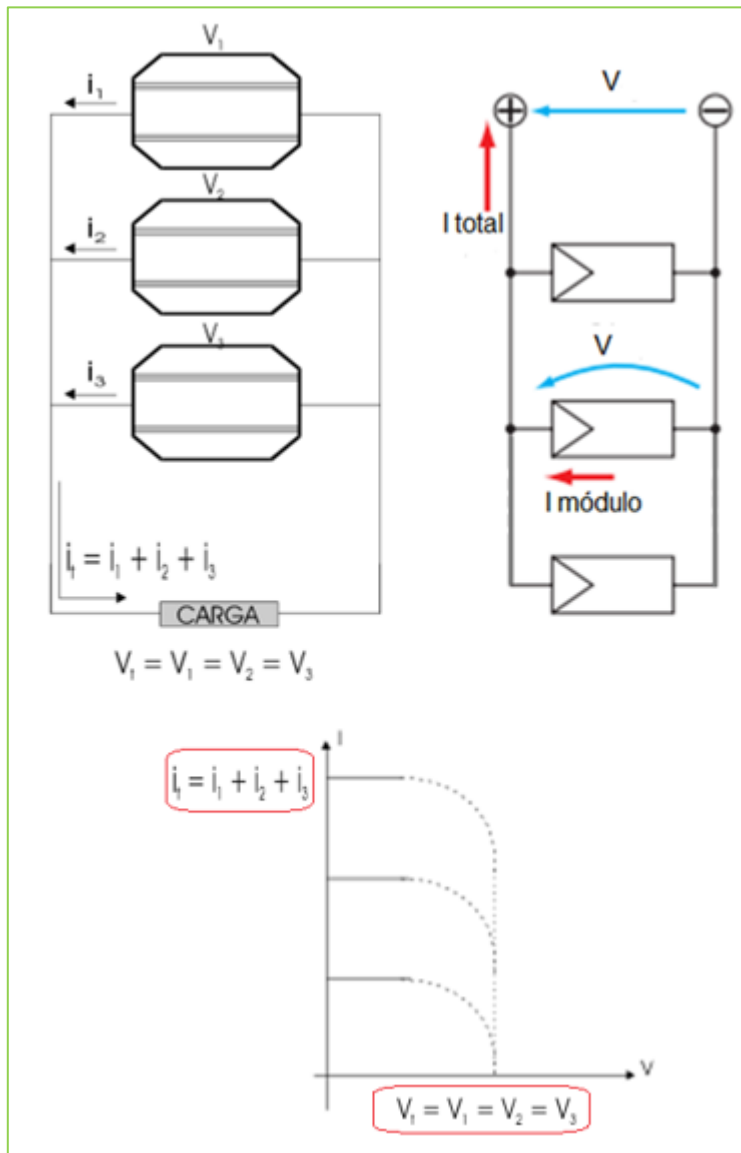


Figura 2.72 - associação de células e módulos FV em paralelo. [47, 48]

Associação mista

Esta associação é a junção das duas anteriores, uma parte dos módulos estão ligados em paralelo e outra parte em série (Figura 2.73).

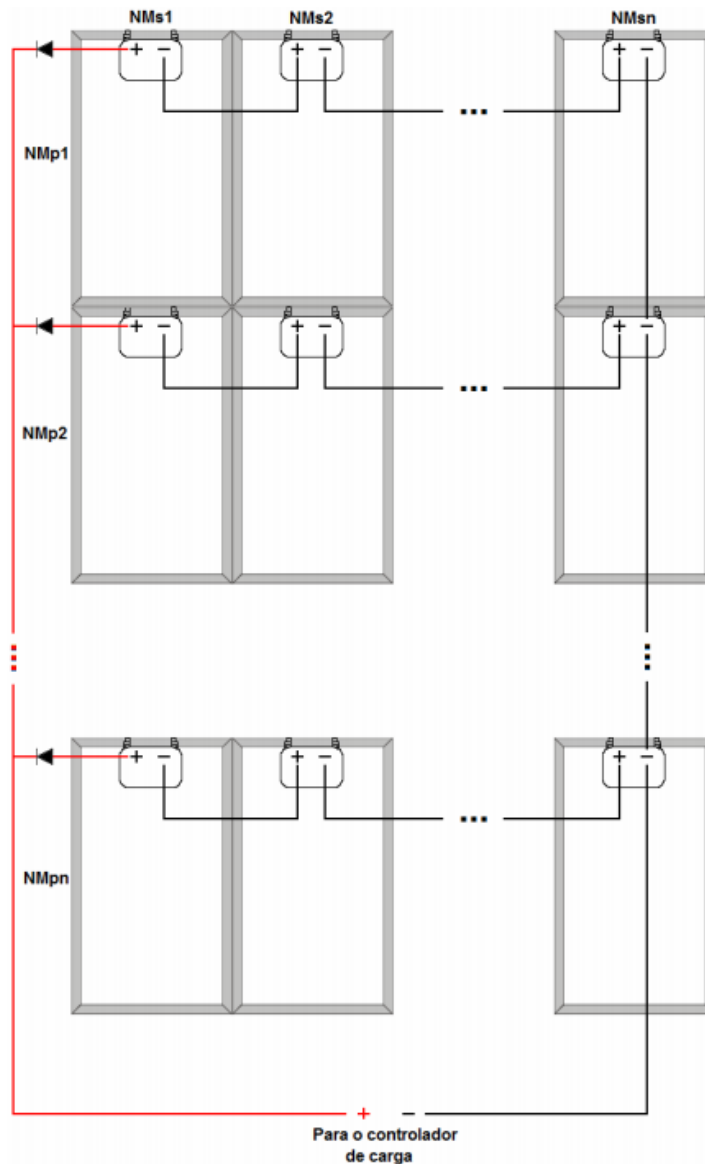


Figura 2.73 - Ligações em série e paralelo de módulos FV. [49]

Neste caso quando são conectadas células FV em paralelo e em série, a corrente e a tensão elétrica aumentam.

Para as células ou módulos FV ligados em série podem ter tensões elétricas diferentes e não é possível ligar com correntes elétricas diferentes e para as células ou módulos FV ligados em paralelo podem ter correntes elétricas diferentes e não é possível ligar com tensões elétricas diferentes.

A corrente elétrica final é a soma das correntes em paralelo e a tensão elétrica final é a soma das tensões dos módulos em série (Equações 2.14 e 2.17) (Figura 2.74).

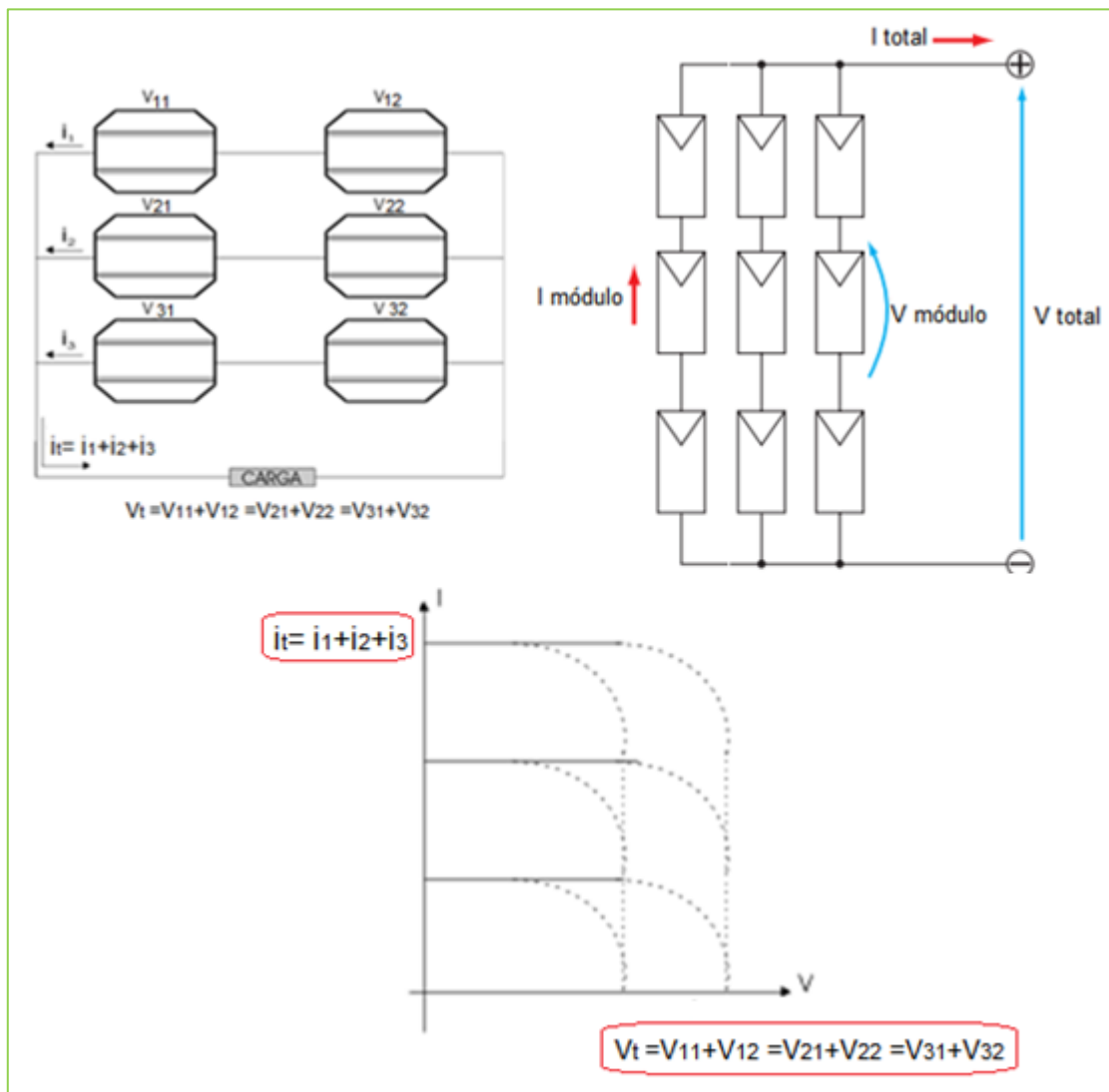


Figura 2.74 - associação mista de células e módulos. [47, 48]

Exemplos de associação de módulos e respectivos valores de tensão e corrente elétrica.

1. Ligação em série de 2 painéis FV iguais com uma tensão elétrica de 12 V e com uma corrente elétrica de 5 A, resultando numa tensão de 24 V e uma corrente de 5 A (Figura 2.75) [50].

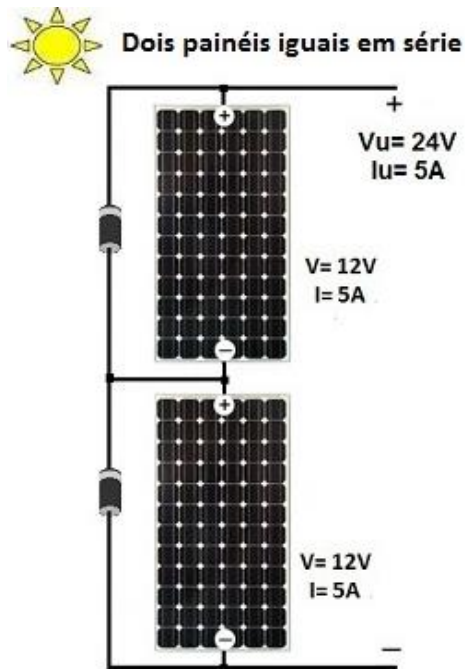


Figura 2.75 – Ligação em série de 2 painéis FV iguais. [50]

2. Ligação em série de 2 painéis FV diferentes com uma tensão elétrica de 12 V e 24 V com uma corrente elétrica de 5 A cada, resultando numa tensão de 36 V e uma corrente de 5 A (Figura 2.76).

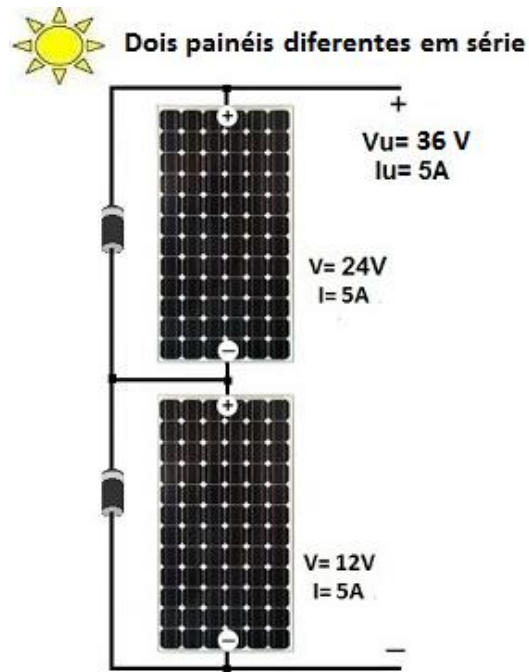


Figura 2.76 - Ligação em série de 2 painéis FV diferentes. [50] (adaptado)

3. Ligação em paralelo de 2 painéis FV iguais com uma tensão elétrica de 12 V e com uma corrente elétrica de 10 A cada, resultando numa tensão de 12 V e uma corrente de 20 A (Figura 2.77) [51].

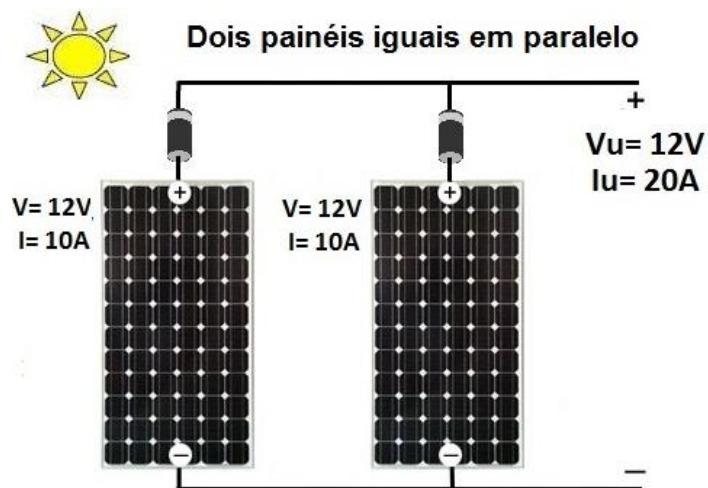


Figura 2.77 – Ligação em paralelo de 2 painéis FV iguais. [51]

4. Ligação em paralelo de 2 painéis FV diferentes com uma tensão elétrica de 12 V cada e com uma corrente elétrica de 10 A e 20 A, resultando numa tensão de 12 V e uma corrente de 30 A (Figura 2.78).

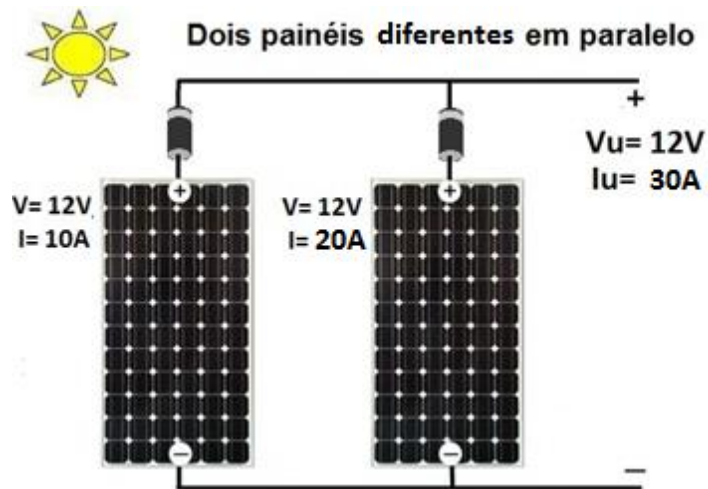


Figura 2.78 - Ligação em paralelo de 2 painéis FV diferentes. Caso as tensões elétricas sejam diferentes assume para funcionamento o valor mais baixo das tensões. [51] (adaptado)

5. Ligação mista de 6 painéis FV iguais, a ligação em série tem 2 painéis e tem 3 ligações em paralelo, com uma tensão elétrica de 12 V cada e com uma corrente elétrica de 10 A cada, resultando numa tensão de 24 V e uma corrente de 30 A (Figura 2.79) [51].

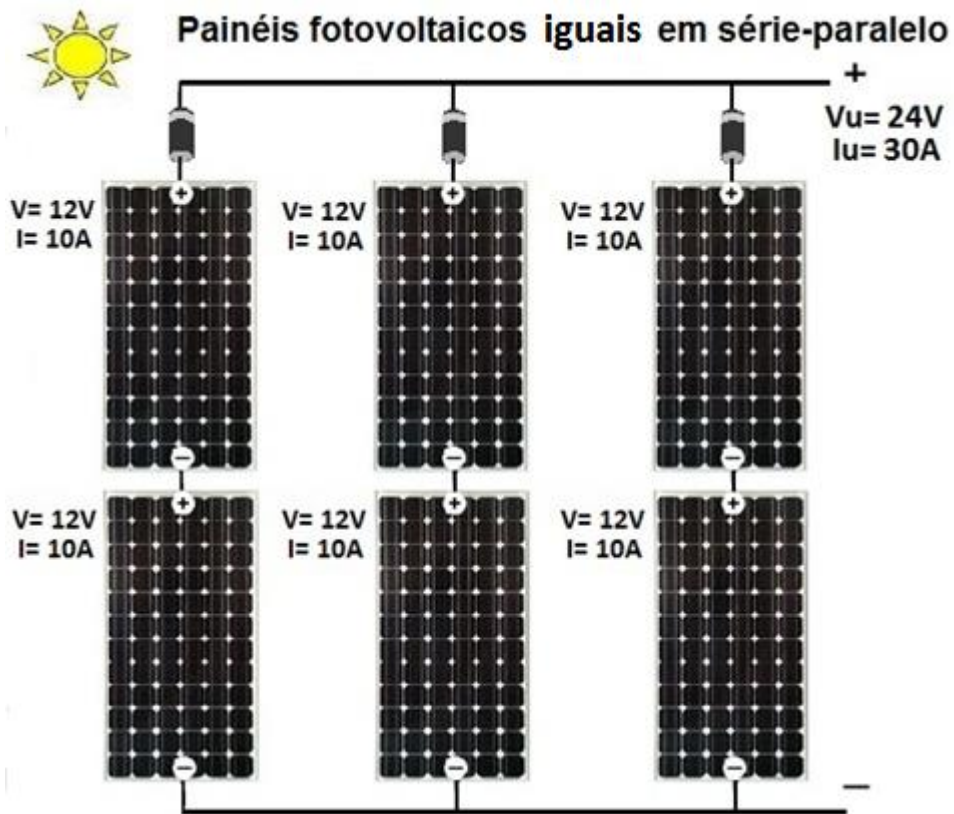


Figura 2.79 – Ligação em série e em paralelo de 6 painéis solares iguais. [51]

6. Ligação mista de 6 painéis solares diferentes, a ligação em série tem 2 painéis e tem 3 ligações em paralelo, com uma tensão elétrica de 12 V e 24 V, com uma corrente elétrica de 10 A, 20 A e 30 A resultando numa tensão de 36 V e uma corrente de 60 A (Figura 2.80).

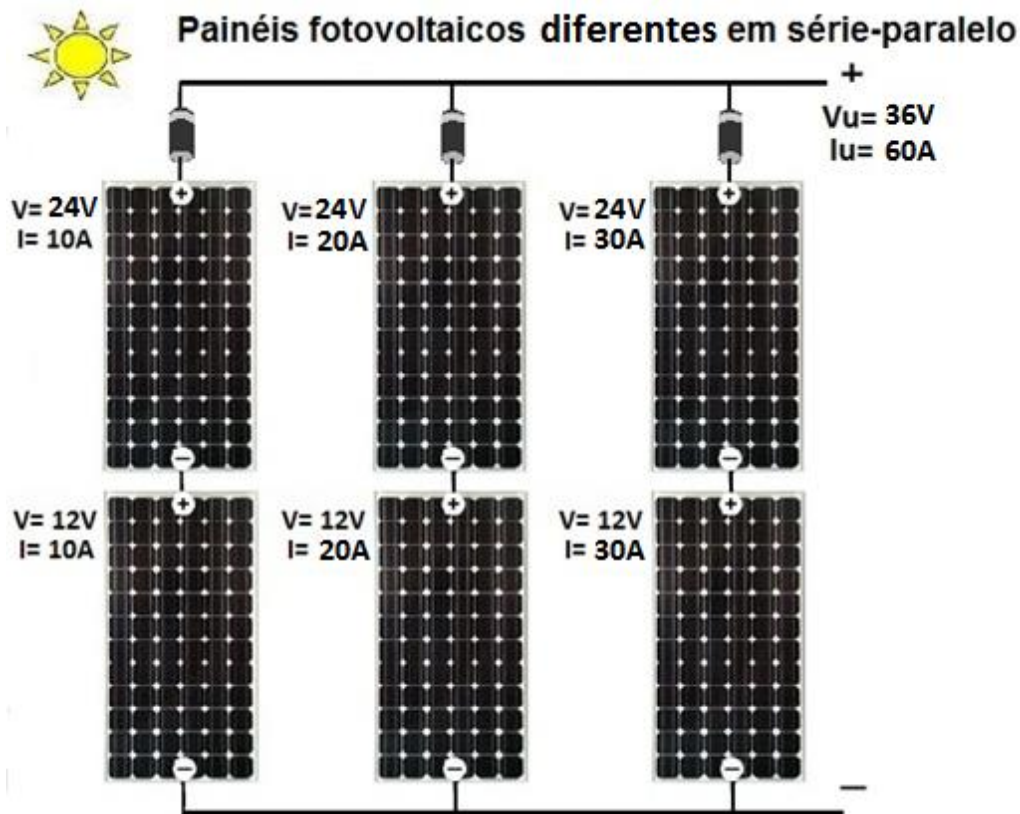


Figura 2.80 – Ligação em série e em paralelo de 6 painéis solares diferentes. Para as tensões assume o valor mais baixo e para a corrente somam-se. [51] (adaptado)

2.7 Díodos de proteção

Em caso de **sombreamento**, acumulação de sujidade, ou no caso de uma parte dos módulos FV funcionar com diferentes características elétricas, os módulos podem aquecer indevidamente algumas células e danificá-las.

Quando os semicondutores ou díodos são polarizados inversamente surge uma corrente muito pequena denominada "corrente de fuga" sendo praticamente desprezível enquanto a tensão for inferior à tensão de rutura. Se recebem uma tensão negativa suficientemente alta, surge a tensão de rutura danificando o semicondutor.

Se uma célula ou grupo de células afetadas ficarem obscurecidas, convertem-se em díodos de polarização inversa gerando uma corrente de fuga, e gerando calor ao invés de energia elétrica (Figuras 2.81 e 2.82).

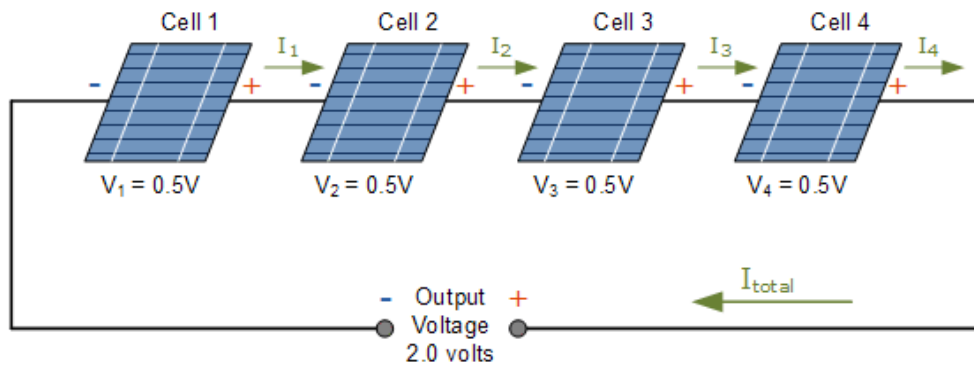


Figura 2.81- células FV em série. [52]

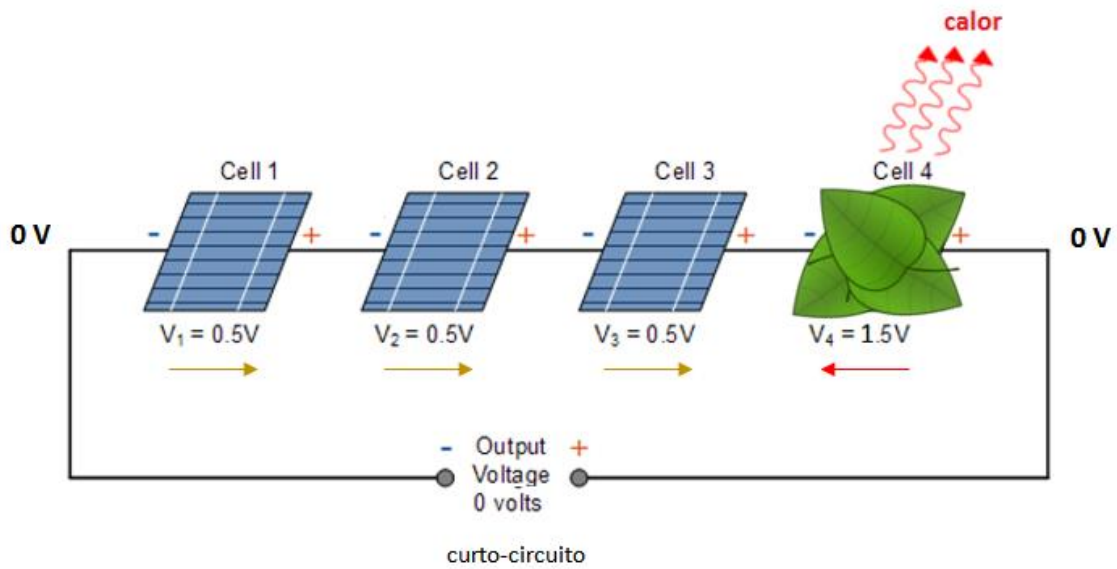


Figura 2.82 – numa fileira se uma célula FV está sombreada por folhas não há tensão e corrente elétrica. [52] (adaptado)

A energia libertada danifica o encapsulamento e cobertura posterior, formando pontos quentes (hot spots em inglês) que prejudicam o desempenho do módulo (Figura 2.83). Se a tensão negativa é suficientemente alta, surge a tensão de rutura ou “breakdown”, danificando o semicondutor.

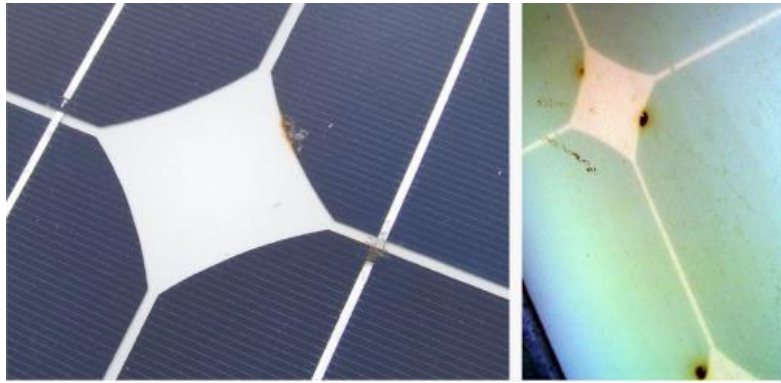


Figura 2.83 - hot spots num módulo FV. [39]

Para evitar estes problemas são adicionados, ao sistema FV, díodos de proteção. Nas células FV ou módulos associados em série, a proteção é feita colocando díodos de desvio ou bypass em paralelo nas células FV ou em com cada um dos módulos (Figuras 2.84 e 285).

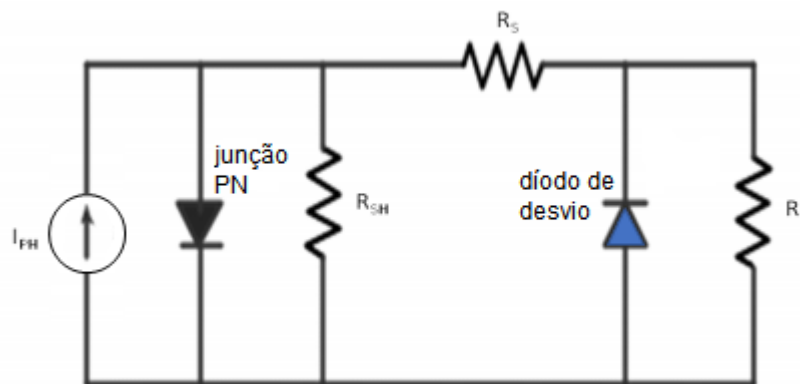


Figura 2.84 – Modelo da célula FV com um díodo de desvio. [53]

Quando a tensão elétrica fica em sentido inverso, o díodo de desvio ou bypass desvia a corrente elétrica para os outros módulos limitando a dissipação de calor e evitando que todo o conjunto saia de serviço.

No módulo de 60 células, existem 3 díodos de desvio ou bypass na caixa de conexões, cada 1 em paralelo com 20 células, permitindo o funcionamento do módulo quando não está completamente sombreado (Figuras 2.85, 2.86 e 2.87).

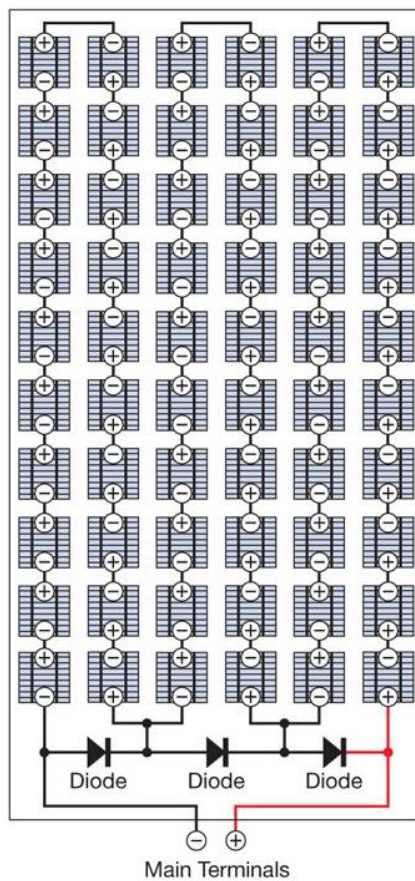


Figura 2.85 - módulo FV de 60 células com 3 díodos de desvio. [54]

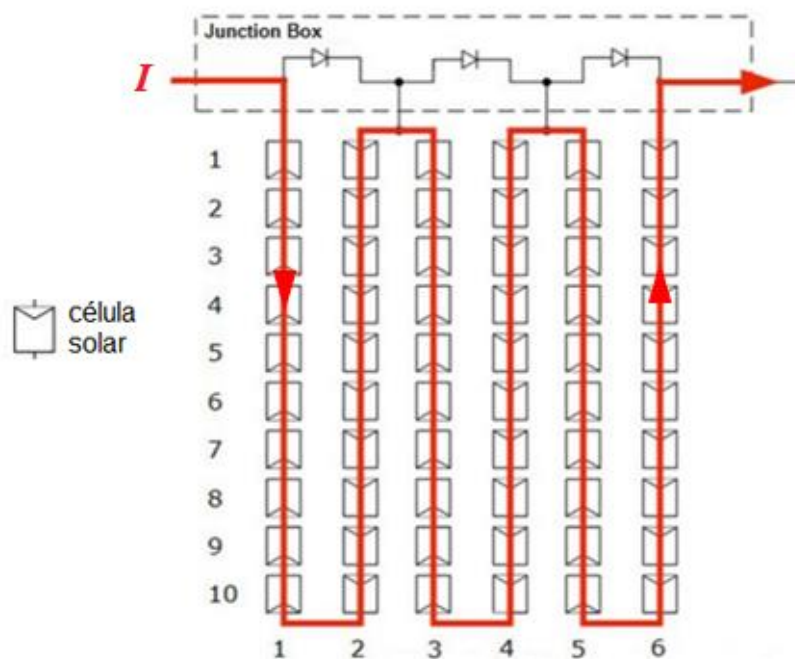


Figura 2.86 – Para módulos de pouca sombra ou pouca diferença de tensão elétrica, toda a corrente passa através do módulo para as cargas e nenhuma corrente passa através do díodo. [55]

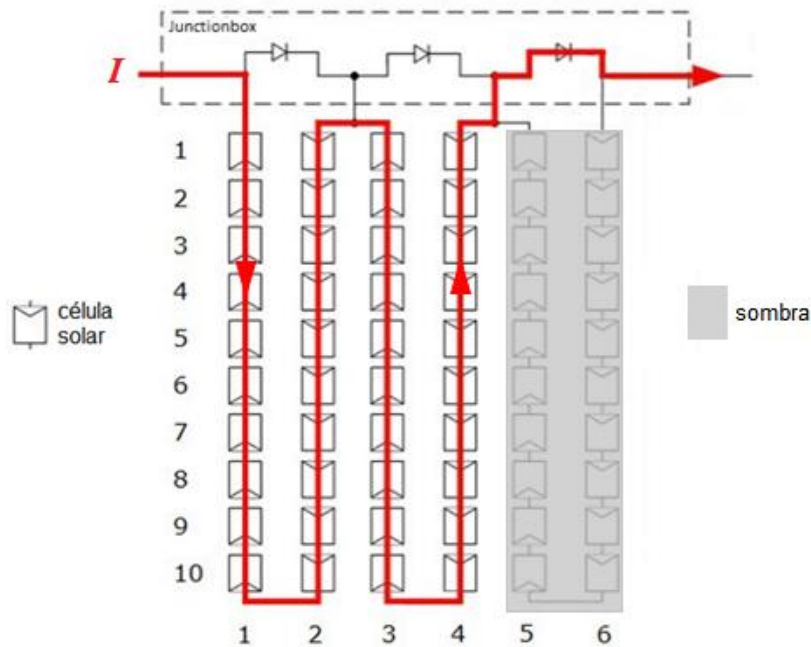


Figura 2.87 - no caso de muita sombra ou defeito em uma fileira, nenhuma corrente passa na fileira conseguindo passar através do diodo de desvio. [55] (adaptado)

O gráfico da figura 2.88 descreve a redução para metade do valor da corrente elétrica quando uma célula é sombreada de 1 de 4 módulos conectados em série sem diodos de desvio. Com os diodos de desvio, 1 diodo de desvio em cada 18 células em série, a corrente mantém-se igual e a tensão diminui na fileira da célula sombreada o que faz diminuir o ponto de potência máxima [20].

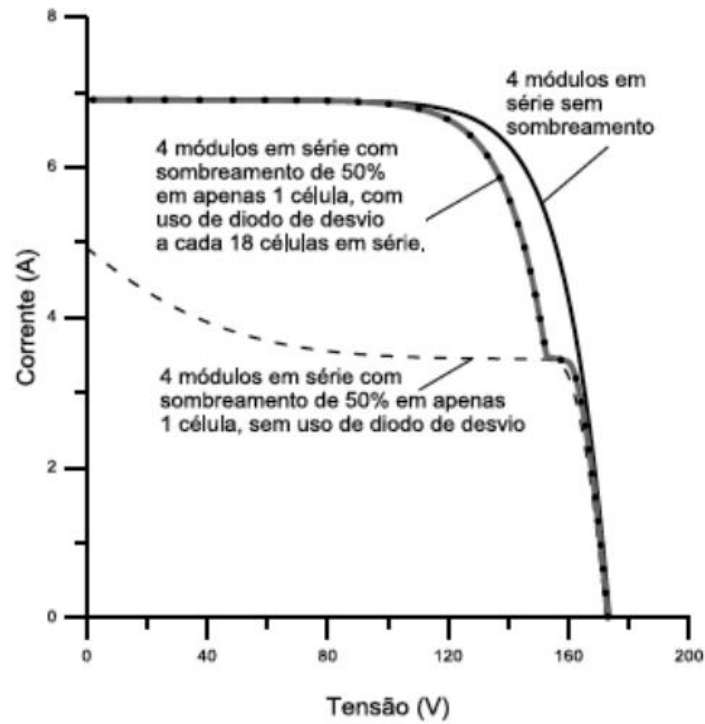


Figura 2.88 - Curvas I-V de módulos FV sem e com díodos de desvio. [20]

A figura 2.89 demonstra a foto e esquema dos díodos de desvio da caixa de conexão.

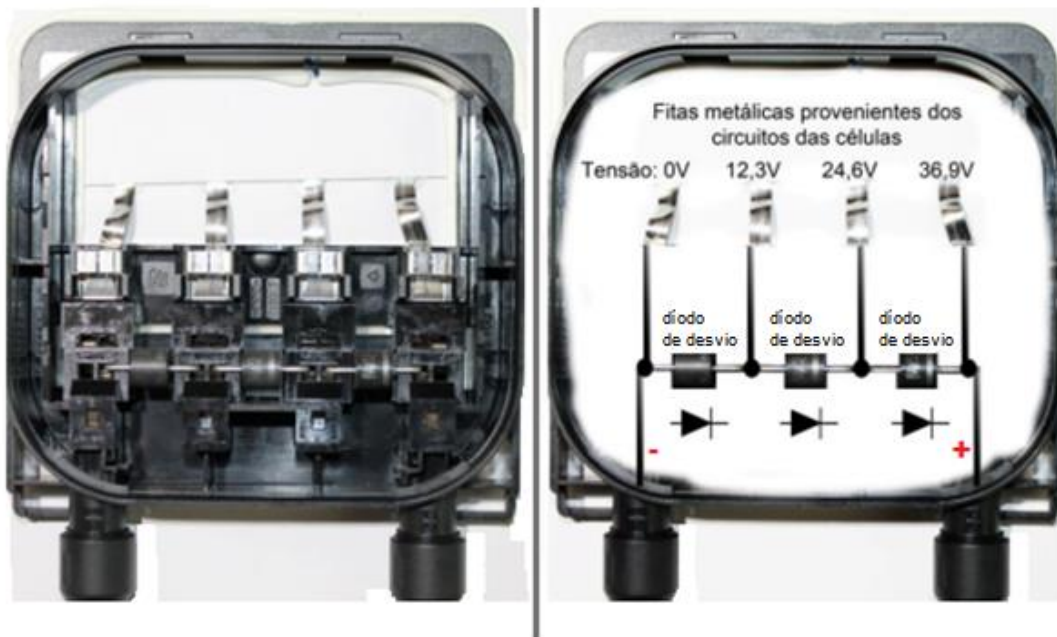


Figura 2.89 – caixa de junção e díodos de desvio. [20]

No caso de várias fileiras de módulos FV associados em paralelo, coloca-se em série em cada uma das fileiras, um **díodo de bloqueio**.

Os díodos de bloqueio têm a função de impedir o fluxo de correntes inversas nos módulos em paralelo que estejam deteriorados ou sombreados durante o dia e evitar que a bateria do sistema se descarregue sobre o módulo durante a noite (Figuras 2.90 e 2.91) [20].

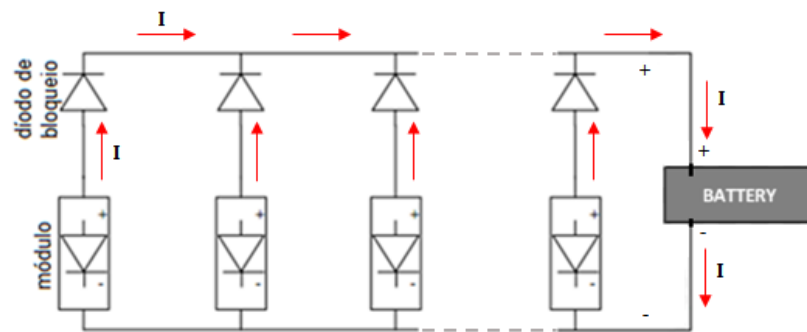


Figura 2.90 – Associação paralelo de módulos FV com díodos de bloqueio. [57] (adaptado)

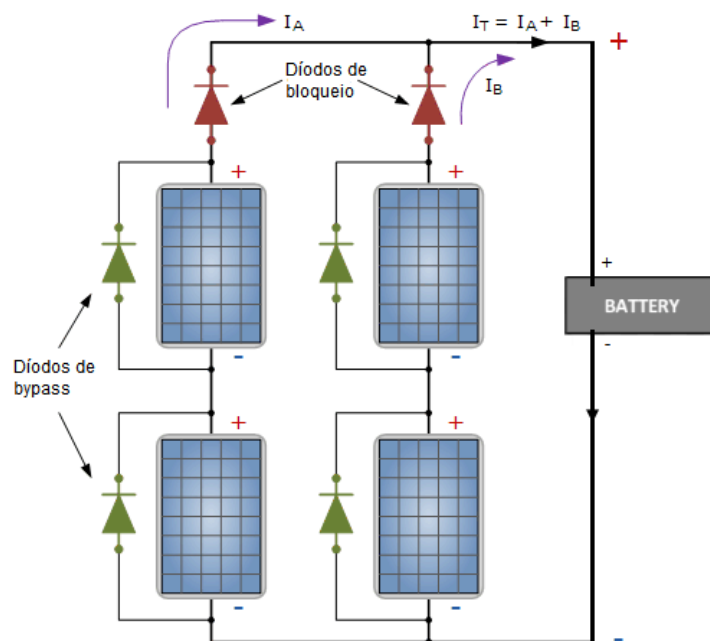


Figura 2.91 – Associação série-paralelo de módulos fotovoltaicos com díodos de proteção. [58]

Para além dos díodos de bloqueio há também os fusíveis de fileiras que protegem o cabeamento das correntes excessivas (Figuras 2.92 e 2.93) [60].

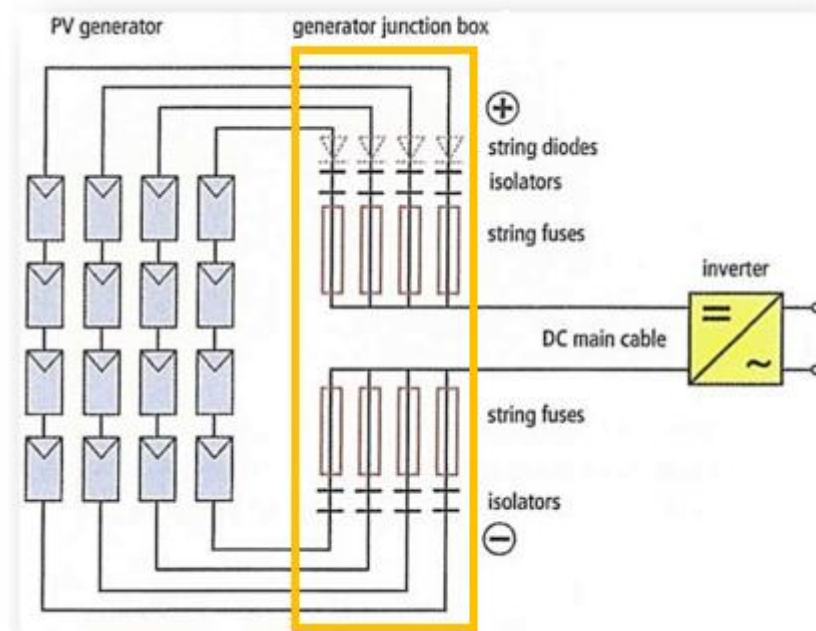


Figura 2.92 - díodos de bloqueio e fusíveis de proteção na caixa de conexão. [60]

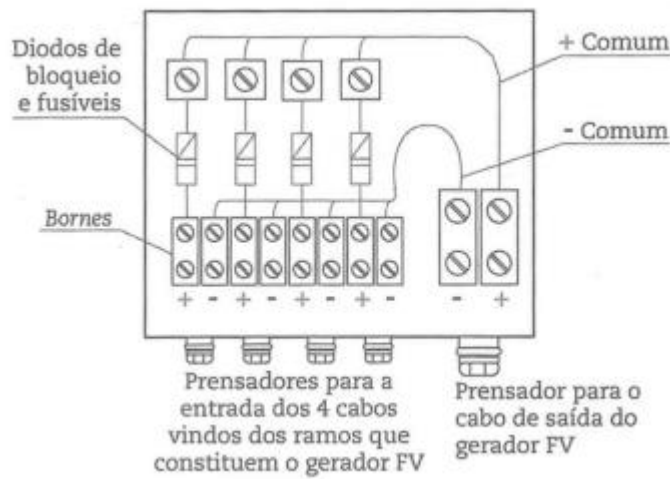


Figura 2.93 - caixa de conexões para várias fileiras de módulos fotovoltaicos com díodos de bloqueio e fusíveis. [39]

2.8 Sombreamento em módulos fotovoltaicos em série e em paralelo

Se ocorrer sombreamento, os módulos fotovoltaicos em série ou em paralelo têm diferentes curvas I-V e P-V que dependem de:

- número de módulos sombreados
- interligação entre a célula e o diodo de passagem
- grau de sombreamento
- distribuição espacial e o curso da sombra durante o tempo
- interligação do gerador
- tipo de inversor

Através de um programa de simulação eletrônica, foi realizado um estudo com 2 sistemas, um com 20 módulos em série e o segundo também com 20 módulos, mas com 5 fileiras em paralelo e cada fileira com 4 módulos em série, para determinar as curvas características do sistema fotovoltaico nas diferentes situações de sombreamento.

A irradiação solar sem sombreamento é de 1000 W/m^2 . A irradiação solar com sombreamento é de 500 W/m^2 e o estudo desenvolve-se com 2 módulos, depois 4, 6, e 8 módulos com sombreamento e é composto por um inversor que rastreia o ponto de potência máxima (PPM) [60].

Em série, não é relevante para a curva I-V a posição que ocupam os módulos sombreados, enquanto que, em paralelo, as diferentes posições dos módulos sombreados determinam curvas I-V e P-V diferentes.

Quando se ligam módulos em série, a corrente elétrica mantém-se igual e a tensão aumenta, obtendo o valor das somas da tensão de cada um dos módulos, como já foi mencionado. No caso de sombreamento total, ou seja, zero de irradiação solar, é como se retirassem módulos fotovoltaicos às fileiras.

Numa fileira de módulos em série sem sombreamento e funcionando plenamente, as curvas I-V e P-V atingem o máximo. À medida que o número de módulos sombreados parcialmente e em série aumenta, a tensão do PPM diminui e a corrente elétrica diminui para um mesmo nível de outros sombreamentos. O PPM diminui quanto maior o número de módulos sombreados e desloca-se para as tensões menores (Figura 2.94).

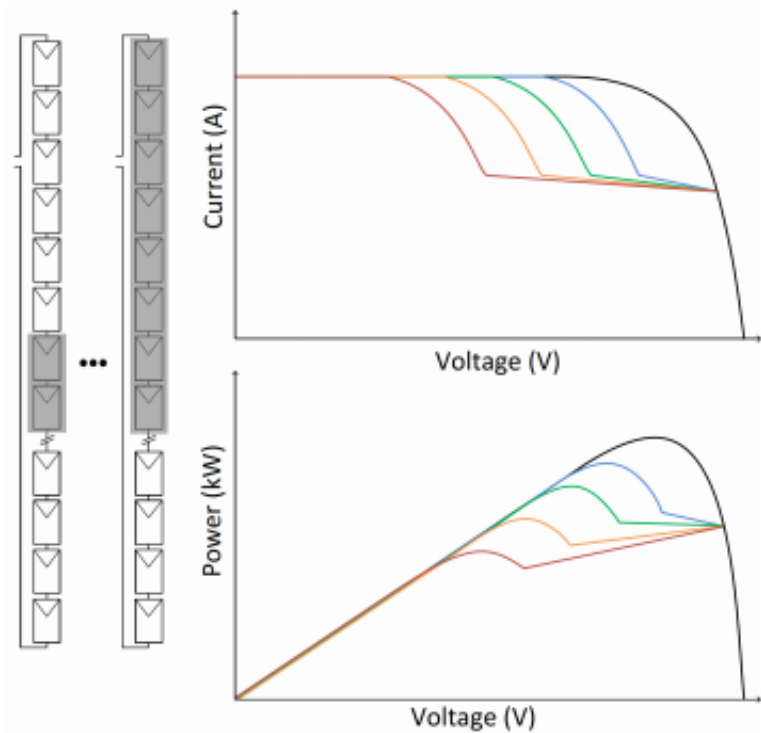


Figura 2.94 - sombreamento em módulos fotovoltaicos em série. No gráfico, na curva I-V e na curva P-V de cor preta não há sombreamento; de cor azul, 2 módulos estão com sombreamento; de cor verde, 4 módulos estão com sombreamento; de cor laranja, 6 módulos estão com sombreamento; de cor vermelha, 8 módulos estão com sombreamento. [29]

Quando se ligam módulos em série e em paralelo, a tensão e a corrente elétrica aumentam. Sem sombreamento e funcionando plenamente, as curvas I-V e P-V atingem o máximo.

À medida que o sombreamento parcial aumenta em 2 fileiras de módulos em série (Figura 2.95), a tensão do PPM diminui e a corrente elétrica diminui para um mesmo nível de outros sombreamentos. O PPM diminui quanto maior o número de módulos sombreados.

A capacidade de rastreamento do inversor é importante numa situação de sombreamento.

O inversor consegue rastrear o PPM da direita e o PPM da esquerda encontra-se a cerca de 50%, ou menos, da tensão de circuito aberto do gerador e por isso está quase sempre fora do limite de rastreio do inversor.

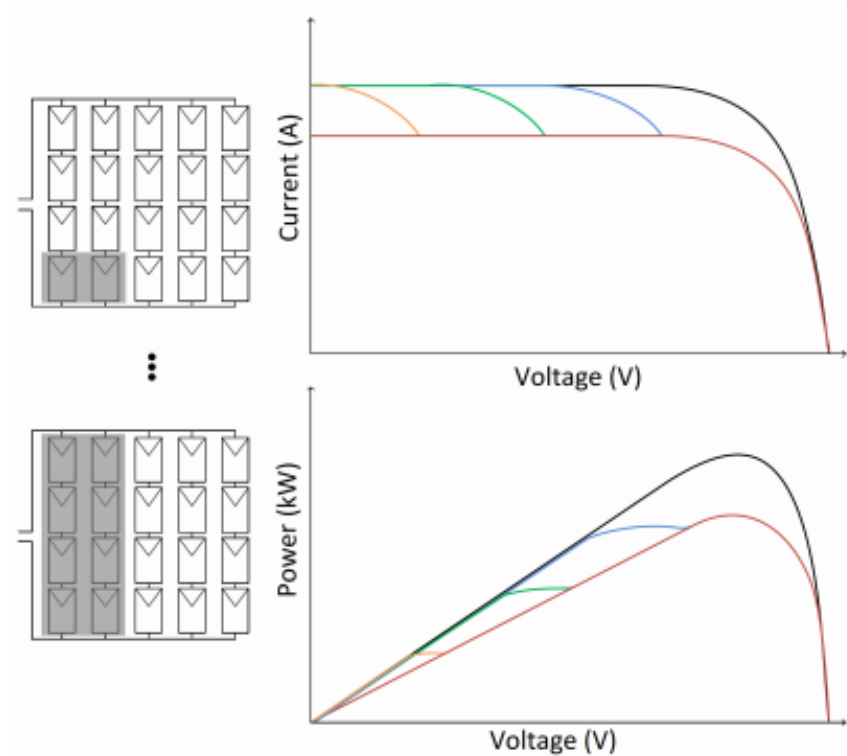


Figura 2.95 – sombreamento em 2 fileiras de módulos fotovoltaicos. No gráfico, na curva I-V e na curva P-V de cor preta não há sombreamento; de cor azul, 2 módulos estão com sombreamento; de cor verde, 4 módulos estão com sombreamento; de cor laranja, 6 módulos estão com sombreamento; de cor vermelha, 8 módulos estão com sombreamento. [29]

Na figura 2.96, os módulos FV são sombreados parcialmente e em várias fileiras.

Sem sombreamento nos módulos FV e funcionando plenamente, as curvas I-V e P-V atingem o máximo. À medida que aumenta os módulos fotovoltaicos sombreados parcialmente, corrente elétrica diminui e a tensão elétrica do PPM mantém-se quase constante e a corrente elétrica decresce a partir de um mesmo valor de tensão e cada corrente elétrica desses pares de módulos sombreados convergem para um mesmo valor de corrente elétrica próxima da tensão de circuito aberto.

O PPM diminui quanto maior o número de módulos sombreados e encontra-se a meio da tensão de circuito aberto do gerador e está, por este motivo, fora do raio de ação operacional do inversor [60].

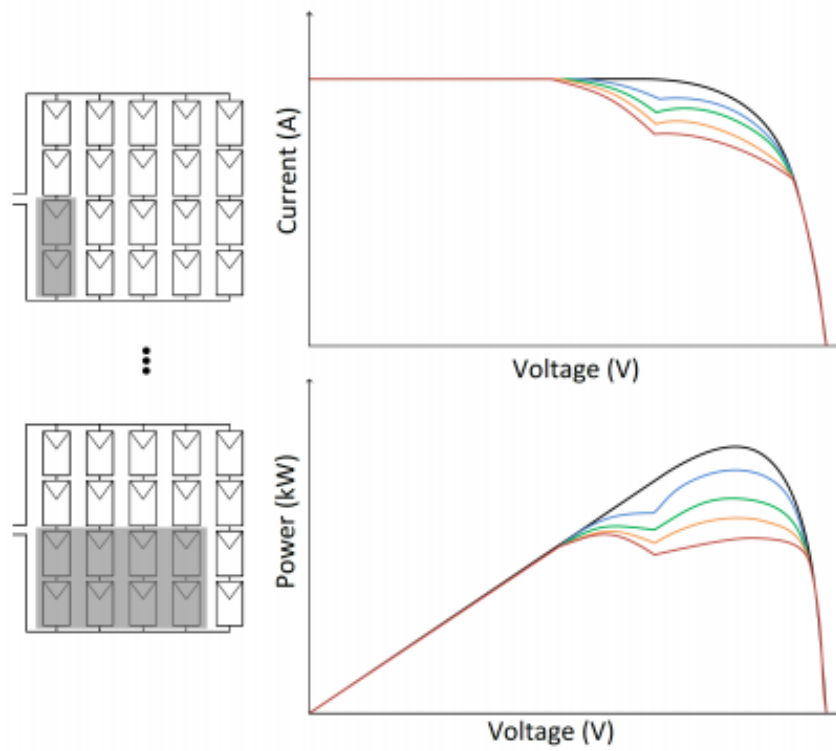


Figura 2.96 - sombreamento em várias fileiras de módulos fotovoltaicos. No gráfico, na curva I-V e na curva P-V de cor preta não há sombreamento; de cor azul, 2 módulos estão com sombreamento; de cor verde, 4 módulos estão com sombreamento; de cor laranja, 6 módulos estão com sombreamento; de cor vermelha, 8 módulos estão com sombreamento. [29]

Referências bibliográficas

- [1] *Energy and the Environment – 16110* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.esru.strath.ac.uk/Courseware/Class-16110/>
- [2] *energia solar - Uma alternativa sustentável* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <https://energiasolar2012.wordpress.com/celulas-fotovoltaicas/>
- [3] *Silício – Wikipédia* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Sil%C3%ADcio>
- [4] *Electronics Hub - DC Circuits Basics* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.electronicshub.org/dc-circuits-basics/>
- [5] *Blog Voltaico - Energia Solar Fotovoltaica I – O Semicondutor* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://blogvoltaico.com.br/?p=60>
- [6] *Ciência e Sociedade – Silício* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.las.inpe.br/~cesar/Infrared/pbsnte.htm>
- [7] *Eletrônica Prática - Semicondutores - Apresentação eletrônica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.prof2000.pt/users/lpa/Electronica%20pratica.html>
- [8] *sabereletrico.com - Semicondutores* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.sabereletrico.com/leituraartigos.asp?valor=36>
- [9] *SlidePlayer - Capítulo 11 – Semicondutores* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://slideplayer.com.br/slide/4971440/>
- [10] *Slideshare - Semicondutores: Junção PN* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/MarioTimotius/semicondutores-juno-pn-24835671>
- [11] CASTRO, Rui M.G. - *Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Fotovoltaica* [em linha] Lisboa – Portugal, 2002 Edição 0. Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf
- [12] *Youtube - PN junction solar cells* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=2AX0qvniSnM>
- [13] *CAPÍTULO 15- MATERIAIS SEMICONDUTORES* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.foz.unioeste.br/~lamat/downmateriais/materiaiscap15.pdf>

- [14] *Slideshare - Energias renováveis - Energia solar fotovoltaica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/MarioTimotius/energias-renovveis-energia-solar-fotovoltaica-55785194>
- [15] *WENDING, Marcelo – Semicondutores* [em linha] Guaratinguetá – Brasil, 2009. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho". Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://www.feg.unesp.br/~jmarcelo/restrito/arquivos_downloads/apostilas/eb2/semicondut_v1.pdf
- [16] *ebah - Relatório Eletrônica: curva característica do diodo* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.ebah.pt/content/ABAAAfdFMAJ/relatorio-eletronica-a-curva-caracteristica-diodo>
- [17] *Slideshare - Semicondutores: diodos* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/MarioTimotius/semicondutores-diodos>
- [18] *CARVALHO, André Luiz Costa - Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas* [em linha] Belo Horizonte - MG, Brasil, 2014. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1083M.PDF>
- [19] *VILAÇA, Isidro Nuno Da Cruz - PROJECTO DE UMA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA DE 1,5 MW.* [em linha] Guimarães – Portugal, 2009. Dissertação (Engenharia Eletrônica Industrial e Computadores). Universidade do Minho. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://intranet.dei.uminho.pt/gdmi/galeria/temas/pdf/24608.pdf>
- [20] *PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António - Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2014. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [21] *BRAGA, Renata Pereira – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES* - [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2008. Graduação (Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://monografias.poli.ufri.br/monografias/monopoli10001103.pdf>

- [22] AEG Power Solutions - *SILICON-INGOT MONOCRYSTAL GROWING* [em linha]
Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:
<https://www.aegps.com/en/applications/manufacturing-processes/silicon-ingot-monocrystal-growing/>
- [23] MARQUES, Péricles Sávio Gracia - *CARACTERIZAÇÃO E PURIFICAÇÃO DE QUARTZO PARA INDÚSTRIA FOTOVOLTAICA* [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2013. Graduação (Engenharia Metalúrgica) Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:
<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10006010.pdf>
- [24] Processo de Fabricação das Células Fotovoltaicas - SILÍCIO CRISTALINO. [em linha]
Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:
http://www.newhome.com.br/htmls/ekohome/Solar/Fotovoltaico/Cristalino/fabrica_fotovolt.htm
- [25] GALLAND, Amy - *Clean&Green - Best Practices in Photovoltaics* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.clca.columbia.edu/Clean&Green-Photovoltaics.pdf>
- [26] *Eletrónica - Painel Solar Fotovoltaico* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016.
Disponível em: <http://www.electronica-pt.com/painel-solar-fotovoltaico>
- [27] *Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production - NPG Asia Materials* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016.
Disponível em: http://www.nature.com/am/journal/v2/n3/fig_tab/am201082f2.html#figure-title
- [28] *Consultor de Telecomunicaciones y Electricidad (CTE) - PLAN SOLAR SAN JUAN-Fabricación de Paneles Solares* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://ingenieroandreotti.blogspot.pt/2013/01/plan-solar-san-juan-fabricacion-de.html>
- [29] NORDAHL, Siv Helene - *Design of Roof PV Installation in Oslo*. [em linha] Noruega, 2012. Tese de mestrado (Mestrado em Energia e Engenharia Ambiental), Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia - Departamento de Engenharia de Energia Elétrica. Acesso em: fevereiro de 2016.
Disponível em: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:566421/FULLTEXT01.pdf>
- [30] *DuPont - INTERACTIVE: What Makes Up a Solar Panel?* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:
<http://www.dupont.com/products-and-services/solar-photovoltaic-materials/what-makes-up-solar-panel.html>

- [31] YUBA - *TUTORIAL INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDA COMPONENTES DEL SISTEMA* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.yubasolar.net/2015/01/tutorial-instalacion-solar-fotovoltaica19.html>
- [32] CARNEIRO, Joaquim - *MÓDULOS FOTOVOLTAICOS - CARACTERÍSTICAS E ASSOCIAÇÕES* [em linha] Guimarães – Portugal, 2010. Tese de mestrado (Mestrado Integrado em Engenharia Civil), Universidade do Minho. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf
- [33] GeoDesign Internacional - *CAIXA DE CONEXÃO* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://vidrofv.geodesign.com.br/Pages/DeQue_VFV.html
- [34] *Portal Solar - TIPOS DE PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>
- [35] *Eletrónica - Energia Solar* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.electronica-pt.com/energia-solar>
- [36] GHENSEV, Almir - *MATERIAIS E PROCESSOS DE FABRICAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS* [em linha] Minas Gerais – Brasil, 2006. Pós-Graduação (Fontes Alternativas de Energia) Universidade Federal de Lavras – UFLA. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://www.solenerg.com.br/files/monografia_almir.pdf
- [37] *EYE Applied Optix - Solar Simulation Technical Info* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.eyesolarlux.com/industries-applications/pv-solar-simulation/solar-simulation-technical-info/>
- [38] *ONU DI - Observatório de Energias Renováveis para América Latina e Caribe - PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS - Energia Solar Fotovoltaica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.renenergyobservatory.org/br/programa-de-capacitacao.html>
- [39] ROGANI, Bruno Cornélio - *Modelagem de um sistema fotovoltaico conectado à rede e análise do desempenho sob condições de sombreamento e variações de temperatura* [em linha] São Paulo – Brasil, 2013. Dissertação (Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo. Disponível em: http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180450/tce-15012014-105556/publico/Rogani_Bruno_Cornelio.pdf

- [40] *Electropaedia - Solar Cell Operating Characteristics* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://www.mpoweruk.com/solar_power.htm
- [41] *Escola da Energia – Painel solar* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://escoladaenergia.com/painel-solar/>
- [42] *Slideshare - Sistemas de Produção Eficiente de Energia Elétrica pela Dra Maria João Rodrigues, da Winenergy* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://pt.slideshare.net/Green-Campus/sistemas-de-produo-eficiente-de-energia-eltrica-pela-dra-maria-joo-rodrigues-da-winenergy?from_action=save
- [43] *PVRESOURCES - Solar Cells* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.pvresources.com/en/solarcells/solarcells.php>
- [44] *Ingelibre - Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [45] VALENTE, Miguel Ângelo Silveiro – *Caracterização Automática de um Painel Fotovoltaico*. [em linha] Lisboa – Portugal, 2011. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores) Faculdade de Ciências e Tecnologia – Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Universidade Nova de Lisboa. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/6110/1/Valente_2011.pdf
- [46] *Energia Solar Fotovoltaica - Guia Prático* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <https://permacoletivo.files.wordpress.com/2008/05/curso-energia-solar-fotovoltaica.pdf>
- [47] *Centro de Inovação e Tecnologia Industrial – CITI do SENAI/PB - Curso: Instalação e Manutenção de Sistema Solar Fotovoltaico*. [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/alvferreira/curso-fotovoltaico-49734334>
- [48] *1 - Módulos Fotovoltaicos* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/gabrielgomez/mdulos-fotovoltaicos-1>
- [49] LISBOA, Daniela da Silva - *Dimensionamento de um SFVCR: Estudo de Caso do Prédio do Campus Universitário de Tucuruí* [em linha] Pará - Brasil, 2010 - Graduação (Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Pará. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.ebah.pt/content/ABAAABH7QAI/dimensionamento-sfvcr-estudo-caso-predio-central-campus-universitario-tucurui-pa#>

- [50] *MPPT Solar – Como são ligadas em série mais painéis solares fotovoltaicos* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-serie.html>
- [51] *MPPT Solar – Ligação em paralelo de mais painéis solares* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-paralelo.html>
- [52] *Alternative Energy Tutorials - Solar Photovoltaic Panel* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/pv-panel.html>
- [53] SINGH, Priyanka O. - *Modeling of photovoltaic arrays under shading patterns with reconfigurable switching and bypass diodes*. [em linha] Toledo - Estados Unidos, 2011- Tese de mestrado (Engenharia Elétrica) Universidade de Toledo. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://utdr.utoledo.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1744&context=theses-dissertations>
- [54] *SOLARPRO - Bypass Diodes Improve System Performance and Safety* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://solarprofessional.com/articles/design-installation/q-a-bypass-diodes-improve-system-performance-and-safety>
- [55] *pvServe - Why would the open-circuit voltage in a solar panel string be too low?* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://pvserve.de/en/why-would-the-open-circuit-voltage-in-a-solar-panel-string-be-too-low/>
- [56] *youtube - Como afecta el sombreado parcial a la producción Fotovoltaica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=oW_dRAKwqAY
- [57] HHECKTHEUER, Lúcio Almeida; KRENZINGER, Arno. - *USO DE DIODOS DE BYPASS E DE BLOQUEIO NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS* [em linha] Porto Alegre, RS – Brasil - Pós-Graduação (Engenharia Mecânica) Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.abcm.org.br/app/webroot/anais/conem/2000/DC9754.pdf>
- [58] *Electronics Tutorials - Bypass Diodes in Solar Panels* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.electronics-tutorials.ws/diode/bypass-diodes.html>
- [59] *Slideshare - Apostila de fotovoltaica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://pt.slideshare.net/LucieneJesusLana/apostila-de-fotovoltaica?qid=a3840a68-ba52-4a81-a6b9-749656ac8fe6&v=&b=&from_search=47

- [60] *GREENPRO - Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projeto e instalação*. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://www.greenpro.de/po/index.html>
- [61] FREITAS, Susana Sofia Alves - *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos*. [em linha] Bragança – Portugal, 2008. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia Industrial – ramo Engenharia Eletrónica). Instituto Politécnico de Bragança – Escola Superior de Tecnologia e Gestão. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/2098/1/Susana_Freitas_MEI_2008.pdf
- [62] Catálogo da DAPE – Painéis Solares.
- [63] MONTEIRO, Luís Carlos Pinto - *Modelação Matemática de Sistemas Solares Fotovoltaicos* [em linha] Bragança – Portugal, 2014. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: https://repositorio.utad.pt/bitstream/10348/5266/1/msc_lcpmonteiro.pdf
- [64] Sunrise Solartech - Mono Solar Panel [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://en.srsolartech.cn/Mono/>
- [65] *SolarDesignTool - Sharp ND-R250A5 (250W) Solar Panel* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://www.sharp.co.uk/cps/rde/xbcr/documents/documents/Marketing/Datasheet/Product_Flyer_ND-RxxxA5_-60cell-10years_0112_eu.pdf
- [66] *Sunerg Solar - SPECIFICATIONS Kaneka Corporation (U-EA110)* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://www.sunergsolar.com/allegati_prod/Specification%20UEA110%C3%BC@.pdf

3. Inversores

A corrente elétrica produzida pelos painéis FV é CC. A rede elétrica de serviço público (RESP), a indústria e as residências utilizam a CA. Para converter a CC dos painéis FV ou das baterias para a CA monofásica ou CA trifásica de 230 V/400 VAC 50 Hz é usado um inversor ou um conversor CC/CA.

Um inversor faz a conversão da potência CC em potência CA com tensão, corrente, amplitude, frequência, e qualidade de energia (harmônicos) adequadas às cargas CA de um sistema FV autônomo ou sincronizadas com a rede num sistema FV ligado à RESP [1, 2].

Para fornecer uma tensão sinusoidal na saída, usualmente é empregado um filtro do tipo LC na saída dos inversores para filtrar o conteúdo harmônico e fornecer somente a parte referente à frequência fundamental na saída [3].

O símbolo elétrico do inversor CC/CA é apresentado na figura 3.1.

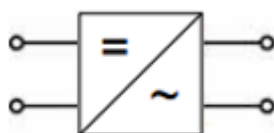


Figura 3.1- símbolo elétrico do inversor CC/CA. [4]

3.1 – Tipos de inversores

Existem 4 tipos de inversores: os inversores ligados à RESP (inversores de rede ou grid-tie), os inversores nos sistemas fotovoltaicos autônomos (inversores autônomos ou off-grid), microinversores e inversores híbridos [5, 6].

Um **inversor grid-tie** é um inversor que liga o sistema FV à RESP e funciona somente quando a rede elétrica estiver em funcionamento. No caso de queda de energia, o inversor desliga rapidamente por motivos de segurança para evitar problemas e curto-circuito, senão o sistema fotovoltaico funcionando de forma “ilhada” enquanto a RESP está desligada, alimenta a rede elétrica da rua e se há trabalho de manutenção na rede realizada por um funcionário, este pode sofrer um acidente devido à rede elétrica estar energizada pelo sistema fotovoltaico [7].

O inversor grid-tie garante, durante o funcionamento, a segurança do sistema fotovoltaico, minimiza a injeção de CC na rede, evita distorções harmônicas, mantém o fator de potência e produz também dados da produção de energia para monitorizar o desempenho do sistema [6,7].

Os inversores ligados à RESP com potência instalada até 5 kWp, geralmente, têm saída monofásica, acima dessa potência é mais comum utilizar inversores com saída trifásica ou inversores monofásicos em associação trifásica [2].

Um inversor grid-tie pode ter **2 tipos de comutação**:

- inversor **comutado pela rede elétrica** ou de comutação natural – a tensão da RESP é responsável por sincronizar a mudança de estado dos **tirístores** (SCR ou TRIAC), **interruptores de comutação** no inversor controlando o processo de inversão CC/CA; normalmente estes inversores possuem alta eficiência associada a um baixo custo e simplicidade de projeto; é usado para altas potências [8, 9]. Os tirístores são dispositivos semicondutores de potência constituídos por interruptores eletrônicos controláveis que podem ser colocados em estado de condução ou de bloqueio por meio de um sinal de controle permitindo a conversão da tensão CC para a CA e vice-versa [10];
- inversor **auto-comutado** ou de comutação forçada – o inversor tem um circuito eletrônico com **transístores** (MOSFET ou IGBT), **interruptores de comutação**, que sincroniza o sinal elétrico do inversor ao sinal da rede e controla o processo de inversão CC/CA [2, 11]. A mudança de estado dos transístores é independente do sinal ou tensão da rede [1]. Estes dispositivos operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída [2]. É um dispositivo com uma eletrônica mais complexa, com um custo mais elevado; é usado para potências menores [9]. É também o único inversor aplicável ao **sistema FV autónomo**. Um transístor é um dispositivo semicondutor de potência que regula o fluxo de corrente ou tensão, atuando como um interruptor ou um amplificador de sinais eletrônicos [12].

Um inversor off-grid é, portanto, o inversor auto-comutado.

Os inversores auto-comutados podem ser operados por fonte de tensão ou por fonte de corrente, ou seja, os inversores têm como fonte primária de energia no lado CC, uma fonte de tensão ou uma fonte de corrente. Os mais utilizados nos sistemas fotovoltaicos são por fonte de tensão.

No inversor auto-comutado por fonte de tensão o controle pode ser feito por corrente ou por tensão dependendo de qual é a referência de saída. O controle de corrente é mais utilizado nos sistemas FV grid-tie por ser mais estável diante de perturbações na rede e tem fácil controle do fator de potência. O controle de tensão é utilizado principalmente em sistemas autônomos (Figura 3.2) [11].

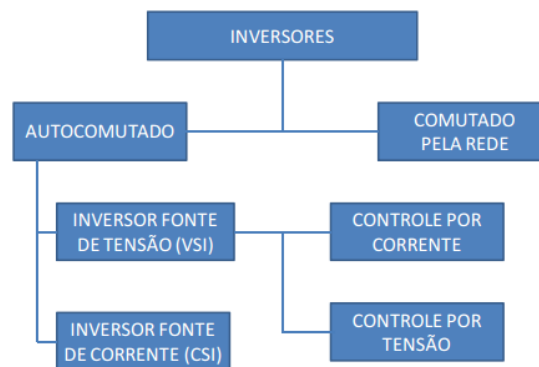


Figura 3.2 – Classificação dos tipos de inversores de acordo com o funcionamento. [2]

Um inversor grid-tie auto-comutado pode ter ou não um transformador de isolamento. O **transformador de isolamento** é um transformador com o número de espiras do primário igual ao do secundário e, por isso, tem uma tensão de entrada igual à tensão de saída, numa relação de 1:1 e as bobinas não possuem conexão física, são isoladas entre si [13]. Um transformador de isolamento coloca, portanto, uma separação galvânica entre o gerador fotovoltaico e a RESP. Quando a rede elétrica se desliga, o transformador tem a função de desligar o inversor [11]. O transformador de um inversor trifásico comutado pela rede elétrica resolve também problemas de distorção harmônica, sem a adição de elementos de filtragem [1].

Os inversores auto-comutados com transformadores podem ter **transformadores de baixa frequência** (LF do inglês low frequency) na saída, ou seja, frequência de 50 a 60 Hz, ou **alta frequência** (HF do inglês high frequency) na saída, ou seja, frequência de 10 a 50 Hz (Figura 3.3).

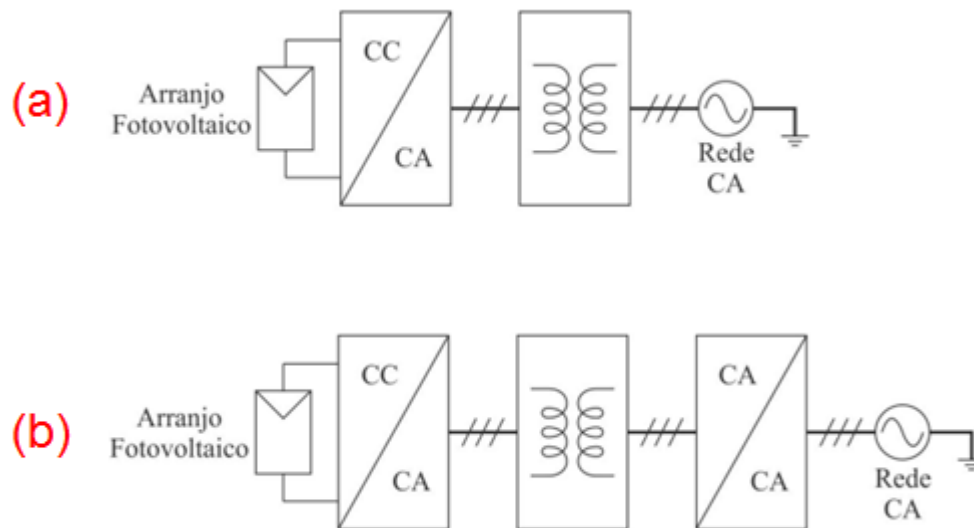


Figura 3.3 - sistema fotovoltaico grid-tie com:(a) transformador na frequência da rede, 50 a 60 Hz; (b) transformador em alta frequência, 10 a 50 Hz. [14]

O transformador faz a separação galvânica entre os lados da CC e da CA na LF e na HF com a função de proteger:

- as pessoas contra choques elétricos
- os equipamentos
- e o sistema FV da injeção de CC na rede, da circulação de correntes de terra e da emissão de interferência eletromagnética evitando custos.

O transformador fornece, por isso, mais eficiência energética e redução de custos porque garante segurança dos recursos humanos e materiais [15].

As desvantagens são que o uso de transformadores diminui a eficiência da conversão da corrente e aumenta o volume, peso e custo do inversor [1].

Para áreas fechadas é melhor o inversor solar **sem transformador** porque é mais leve, gera menos calor e são mais eficientes no processo de conversão CC para CA [6].

A tensão de entrada deste inversor tem de ser significativamente maior do que o valor de pico da tensão da rede ou, alternativamente, alterada através de um conversor elevador CC/CC integrado com o inversor que, em contrapartida, gera perdas de potência (Figura 3.4) [6].

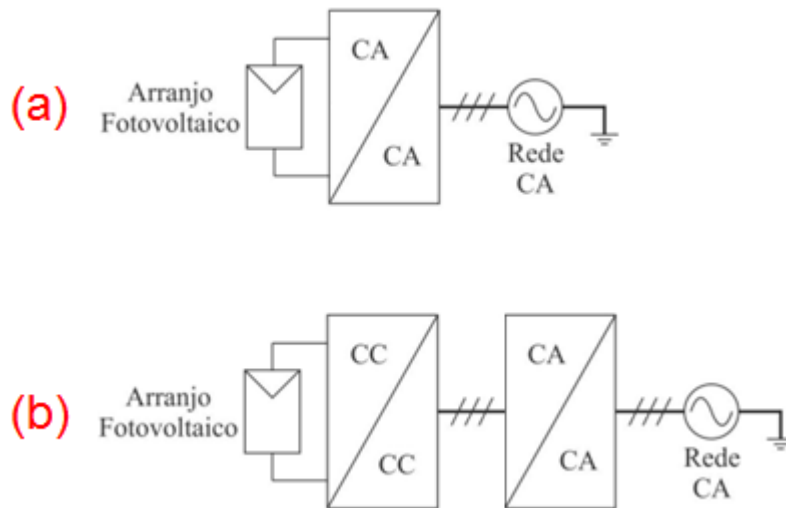


Figura 3.4 – sistema FV com: (a) inversor solar sem transformador; (b) conversor elevador CC/CC integrado com o inversor sem transformador. [14] (adaptado)

O inversor solar sem transformador é usado para as gamas de baixa potência.

As desvantagens de um inversor grid-tie sem transformador são que pode haver correntes de fuga devido a conexões momentâneas entre os polos de gerador fotovoltaico e o neutro da rede, e há capacidades elétricas parasitas entre o gerador fotovoltaico e a terra [1]. Estes inversores não podem ser utilizados com módulos de película fina porque sem separação galvânica, surge um potencial capaz de provocar uma corrosão elétrica danificando as células dos módulos [16].

A falta de isolamento elétrico entre os circuitos de potência CC e CA no inversor sem transformador, requer rigorosas medidas de proteção devendo ser instalado um dispositivo universal sensível à corrente residual tanto do lado CC como do CA. Nestes casos, deve-se fazer a **ligação equipotencial**, ou seja, ligar todas as partes metálicas das armações e estruturas de instalação fotovoltaica, painéis e inversor, ao aterramento [4]. De seguida é apresentado um quadro resumo comparando as vantagens e desvantagens do uso de inversores auto-comutados com transformadores e sem transformadores (Figura 3.5.)

		Inversor grid-tie auto-comutado	
		com transformador	sem transformador
vantagens	circuitos CC e CA são isolados galvanicamente		
	permite o painel solar operar em baixas tensões CC		trabalha com altas tensões CA
	menor interferência eletromagnética		maior eficiência, se não tem conversor CC/CC
	menos requisitos de proteção		menor peso e volume
desvantagens	perdas ôhmicas e magnéticas no transformador e menor eficiência		maior interferência eletromagnética
	maior peso e volume		necessidade de se utilizar dispositivos de proteção adicionais

Figura 3.5 - vantagens e desvantagens do uso de inversores auto-comutados com transformadores e sem transformadores. [2, 3, 4]

A empresa DAPE utiliza os **inversores grid-tie da Soleos OXYGEN**, com conexão de correntes, sem transformador e monofásico de 3000, 4500 e 5000 W com um sistema de rastreamento PPM integrado (Figura 3.6).



Figura 3.6 - inversor grid-tie. [17]

As ligações do inversor grid-tie ao sistema fotovoltaico são apresentadas na figura 3.7.



*Figura 3.7 – as ligações do inversor ao sistema fotovoltaico:
A – ligação de CC dos conectores solares MC4 positivo e negativo;
B – interface RS232/RS485 que faz a ligação a um computador, via wireless, para monitorizar;
C - ligação da CA à RESP.
O inversor grid-tie tem também um botão on-off. [18]*

As características destes inversores são apresentadas na figura 3.8.

Description	OXYGEN 3400	OXYGEN 4500	OXYGEN 5000
Input(DC)			
Max. PV-Generator Power [W]	3400	4500	5000
Max. DC voltage [V]		590	
MPPT DC voltage Range [V]		120 - 500	
Turn off DC voltage [V]		120	
Max.DC Current [A]	18/18	18/18	18/18
Nominal DC Current [A]	28	33	33
Number of DC Connection		2	
DC-Connection		MC4	
Number of MPP trackers		2	
Turn on Power [W]		10	
Output(AC)			
Max. AC Power[W]	3300	4400	4800
Nominal AC Power[W]	3000	4000	4600
Max. AC Current[A]	14.4	19.0	21.0
Nominal AC Current[A]	13	17.4	20
Grid voltage Range	According to VDE 0126-1-1, RD1663, ENEL2010,C10/11,G83/1, AS4777,EN50438		
Grid Frequency Range	According to VDE 0126-1-1, RD1663, ENEL2010,C10/11,G83/1, AS4777,EN50438		
Power Factor	0.99 (>30% of Full Load)		
Harmonic Distortion(THD)	<2%		
AC Connector	Plug-in connector		
Power Consumption			
Own Consumption in Operation [W]	45	50	50
Power Consumption at Night [W]	0		
Power Consumption at Standby [W]	6		
Efficiency			
Max. Efficiency (at 360VDC)	97.5%	97.6%	97.6%
European Efficiency (at 360VDC)	96.6%	97.0%	97.0%
MPPT Efficiency	99.9%		
Safety and Protection			
Internal Overvoltage Protection	Yes		
DC Insulation Monitoring	Yes		
Earth Fault Protection	Yes		
Grid Monitoring	According to VDE 0126-1-1, RD1663, ENEL2010,C10/11,G83/1,AS4777		
Earth Fault Current Monitoring	According to VDE 0126-1-1, RD1663, ENEL2010,C10/11,G83/1,AS4777		
DC Current Monitoring	According to VDE 0126-1-1, RD1663, ENEL2010,C10/11,G83/1,AS4777		
Islanding Protection	According to VDE 0126-1-1, RD1663, G83/1,AS4777		
Normative Reference			
CE Compliant According to	EN 62109, EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4 EN61000-3-2, EN61000-3-3, EN61000-3-12, EN61000-3-11		
Dimensions and Weight			
Dimension (WxHxD) [mm]	367x526x163		
Weight[Kg]	20	21	21
Environmental Limits			
IP Protection Type	IP 65 according to IEC 60529		
Operating Temperature Range	-20°C to +60°C up to 40°C without derating		
Relative Humidity	0% to 98%, no condensation		
Maximum Altitude(above sea level)	2000		
Noise Level[dBA]	<40		
General Data			
Isolation Type	Transformerless		
Cooling Concept	Convection		
Housing	Iron housing for inside and outside installation		
Mounting Information	Wall bracket		
Display	3 LED,Backlight, 16 x 2 Character LCD		
Data Communication Interfaces	RS485, Optional (Wi-Fi, GPRS, Ethernet)		
Computer Communication	RS232 as Option		
Standard Warranty	5 Years (Optional 10-25 years)		

*The Vdc should be at least 150V for the inverter to startup. This can drop down till 120V for MPPT to function correctly. All characteristics under Standard Test Conditions (STC). We disclaim liability for errors and misprints. Check warranty terms.

Figura 3.8 - características dos inversores para sistemas FV de corrente, sem transformador e monofásico de 3000, 4500 e 5000 W. [17]

Os inversores utilizados pela empresa DAPE para sistemas fotovoltaicos autónomos são **inversores MasterPower OMEGA EU**, sem transformador, monofásicos, com potências de 1200 W e 2400 W (Figuras 3.9 e 3.10).



Figura 3.9 - inversor MasterPower OMEGA EU utilizado pela DAPE. [19]



Figura 3.10 – armário com inversor MasterPower OMEGA EU e 4 baterias que fazem parte dos kits solares OASIS. Foto do autor.

Estes inversores funcionam como inversores off-grid, mas são inversores híbridos, ou seja, são inversores que funcionam para um sistema fotovoltaico autónomo e/ou com um gerador de energia e/ou com a RESP (Figura 3.11).

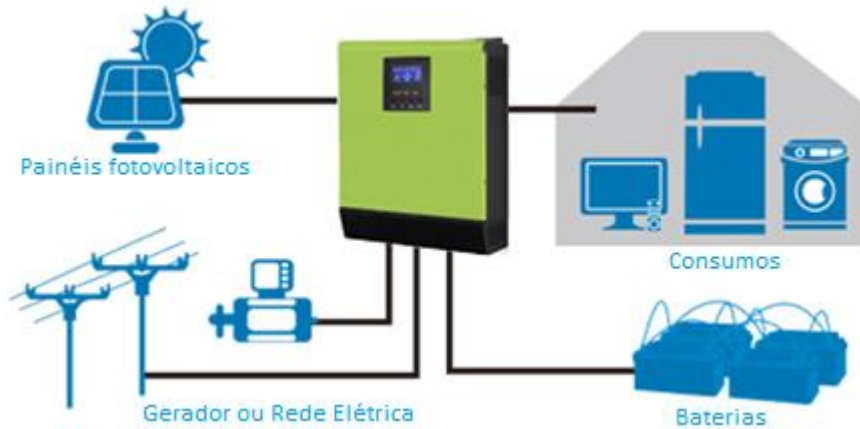


Figura 3.11 - Inversor híbrido. [21]

Este inversor é uma unidade multifuncional formada por um inversor de onda pura, um regulador de carga e um carregador de baterias, incorporando os 3 dispositivos num só aparelho permitindo controlar todo o funcionamento da instalação solar configurável a partir de um ecrã LCD [21]. Pode ser programado para dar prioridade a uma determinada origem de energia para a carga, energia solar ou RESP ou gerador, ou ser programado para dar prioridade a uma determinada origem de energia para a potência de saída, energia solar ou RESP. Se as baterias ficarem descarregadas e se a energia solar não for suficiente, as cargas CA podem ser conectadas à RESP ou a um gerador (Figuras 3.12) [21, 22].

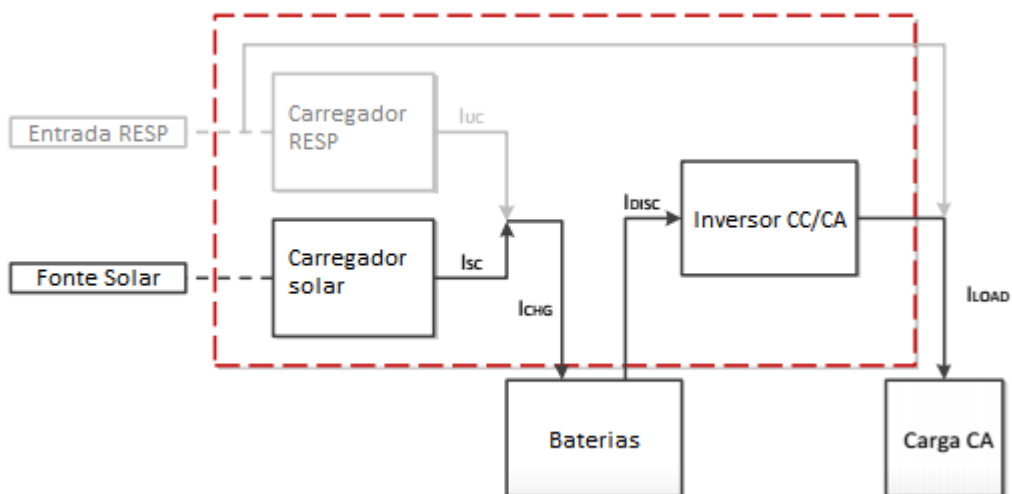


Figura 3.12 – inversor programado para carregar as baterias somente por painéis FV. [22]

As principais características do inversor MasterPower Omega EU são:

- inversor de onda sinusoidal pura
- eleva o carregador de CA para 60 A
- tem ampla faixa de entrada da bateria
- tem faixa de tensão de entrada selecionável para eletrodomésticos e computadores
- corrente de carga de alta potência selecionável
- prioridade de entrada CA / Solar configurável nas definições no LCD
- compatível com a tensão da rede ou com a potência do gerador
- reinício automático enquanto a CA recupera
- proteção contra curto-circuito e sobrecarga
- carregador de bateria inteligente para otimizar o rendimento da bateria
- função de arranque a frio. [19]

Este inversor tem ligação para painéis solares, RESP ou gerador, comunicação e baterias. As ligações do inversor são apresentadas na figura 3.13.



Figura 3.13 - ligações do inversor:
A – fusível automático para proteger de sobrecargas

B – entrada CA
 C – saída CA
 D – conector RS485 de comunicação a um computador para monitorizar;
 E – entrada dos painéis fotovoltaicos
 F – entrada de baterias
 O inversor tem também um botão on-off. [23]

As características elétricas destes inversores, das baterias e do controlador de carga associado são apresentadas na figura 3.14.

MODEL	OMEGA EU 1.5K-12	OMEGA EU 1.5K-24	OMEGA EU 3K-24
Rated Power	1500VA/1200W		3000VA/2400W
INPUT			
Voltage	220/230/240 VAC		
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) 90-280 VAC (For Home Appliances)		
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)		
OUTPUT			
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	220/230/240VAC ± 5%		
Surge Power	3000VA	6000VA	
Efficiency (Peak)	90% – 93%		
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) 20 ms (For Home Appliances)		
Waveform	Pure sine wave		
BATTERY			
Battery Voltage	12 VDC	24 VDC	
Floating Charge Voltage	13.5 VDC	27 VDC	
Overcharge Protection	16 VDC	32 VDC	
SOLAR CHARGER & AC CHARGER			
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	50 VDC	75 VDC	
Maximum Solar Charge Current	50 A		
Maximum AC Charge Current	60A		
Maximum Charge Current	110A		
PHYSICAL			
Dimension, D x W x H (mm)	100 x 272 x 355		
Net Weight (kgs)	6.6		
OPERATING ENVIRONMENT			
Humidity	5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)		
Operating Temperature	-20°C to 55°C		
Storage Temperature	-30°C to 60°C		

Product specifications are subject to change without further notice

Figura 3.14 – características elétricas dos inversores para potências de 1200 W e 2400 W, das baterias e do controlador de carga associados. [19]

Para grandes potências, a empresa DAPE utiliza os inversores SMA, Schneider, Kaco, Fronius, Victron entre outros.

O microinversor é um inversor que opera num único painel FV com potências de 250 W/300 W, fazendo-o funcionar independentemente.

A empresa DAPE utiliza **microinversores Enphase M215** integrados em painéis FV policristalinos para sistemas FV grid-tie que são ligados ou ao quadro geral ou a uma tomada convencional (Figura 3.15).



Figura 3.15 – microinversor Enphase M215. Do lado esquerdo tem os conetores MC4 negativo e positivo que ligam aos painéis, do lado direito tem o cabo de engate que faz a ligação a outros microinversores ou a uma ficha que liga ás tomadas ou ao quadro geral. [24]

Estes painéis FV com microinversores integrados não são utilizados em sistemas FV off-grid e nem em sistemas com baterias.

As características deste microinversor são apresentadas na figura 3.16.

INPUT DATA (DC)		M215-60-2LL-S22-IG, M215-60-2LL-S25-IG	
Recommended input power (STC)	190 - 270 W		
Maximum input DC voltage	48 V		
Peak power tracking voltage	27 V - 39 V		
Operating range	16 V - 48 V		
Min/Max start voltage	22 V / 48 V		
Max DC short circuit current	15 A		
OUTPUT DATA (AC)		@208 VAC	@240 VAC
Peak output power	225 W	225 W	
Rated (continuous) output power	215 W	215 W	
Nominal output current	1.03 A (A rms at nominal duration)	0.9 A (A rms at nominal duration)	
Nominal voltage/range	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V	
Nominal frequency/range	60.0 / 57-61 Hz	60.0 / 57-61 Hz	
Extended frequency range*	57-62.5 Hz	57-62.5 Hz	
Power factor	>0.95	>0.95	
Maximum units per 20 A branch circuit	25 (three phase)	17 (single phase)	
Maximum output fault current	850 mA rms for 6 cycles	850 mA rms for 6 cycles	
EFFICIENCY			
CEC weighted efficiency, 240 VAC	96.5%		
CEC weighted efficiency, 208 VAC	96.5%		
Peak inverter efficiency	96.5%		
Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530)	99.4 %		
Night time power consumption	65 mW max		
MECHANICAL DATA			
Ambient temperature range	-40°C to +65°C		
Dimensions (WxHxD)	171 mm x 173 mm x 30 mm (without mounting bracket)		
Weight	1.6 kg (3.4 lbs)		
Cooling	Natural convection - No fans		
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6		
Connector type	M215-60-2LL-S22-IG: MC4 M215-60-2LL-S25-IG: Amphenol H4		
FEATURES			
Compatibility	Compatible with 60-cell PV modules.		
Communication	Power line		
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.		
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options		
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01		

* Frequency ranges can be extended beyond nominal if required by the utility

Figura 3.16 - características técnicas do microinversor Enphase M215. [24]

Um inversor grid-tie pode ser ligado á RESP de forma direta ou por meio de um serviço elétrico num prédio. Numa ligação direta, a eletricidade é injetada diretamente na RESP. Quanto ao inversor num serviço elétrico de um prédio, a eletricidade produzida é primeiro consumida no prédio e a excedente é fornecida à rede pública.

Os sistemas FV com uma potência instalada até 5 kWp ou com uma dimensão inferior a 50 m² são construídos geralmente como sistemas monofásicos e são utilizados inversores monofásicos.

Para os sistemas maiores, os sistemas são trifásicos e são utilizados inversores trifásicos e também é cada vez mais frequente a utilização de vários inversores monofásicos distribuídos entre as 3 fases.

Um inversor deve funcionar no PPM do gerador fotovoltaico sendo necessário um sistema de rastreamento PPM. O sistema de rastreamento PPM é, explicando de um modo simples, um conversor CC/CC ligado em série ao inversor e vai ajustando a tensão de entrada do inversor à tensão do PPM.

Os atuais inversores solares realizam as seguintes funções:

- conversão da CC gerada pelo gerador fotovoltaico em CA, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança que estão estipulados para a ligação à RESP;
- ajuste do ponto operacional do inversor ao PPM do gerador fotovoltaico (rastreamento do ponto PPM);
- registo de dados operacionais e sinalização (por exemplo: visualizadores, armazenamento de dados, transferência de dados);
- dispositivos de proteção CA e CC (p. ex.: proteção de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobretensões e equipamento de proteção da interligação com a rede recetora) [4].

A garantia de um inversor é de 5 anos e possível de estender durante mais 10 anos.

3.2 - Configuração dos inversores grid-tie

Os inversores de ligados à rede elétrica podem ser classificados quanto à configuração e podem ser do tipo central, série (em inglês string), multisérie (em inglês multistring) e módulo com inversor integrado ou módulo CA.

Os **inversores centrais** são inversores trifásicos de grande porte e fornecem uma potência de kWp até MWp e são utilizados em centrais FV [2]. O sistema FV tem um único inversor conectado aos módulos FV associados em série e em paralelo (Figura 3.17).

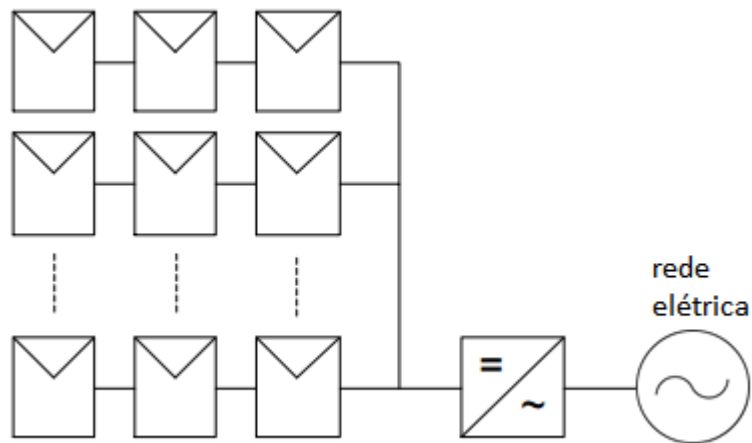


Figura 3.17 - sistema FV com inversor central. [25] (adaptado)

A vantagem da utilização de um inversor central é a redução de custos. As desvantagens são que depende de um só inversor e no caso de falha do inversor, toda a instalação fica comprometida e o inversor não tem capacidade de obter o PPM de cada fileira de módulos, como inversor central obtém o PPM da totalidade dos módulos o que reduz a eficiência do sistema [16].

Os **inversores de série** são inversores monofásicos com apenas uma entrada no sistema de rastreamento do PPM e são utilizados em sistemas de média potência até 10 kWp. Cada fileira de módulos é conectada a um inversor (Figura 3.18) [2].

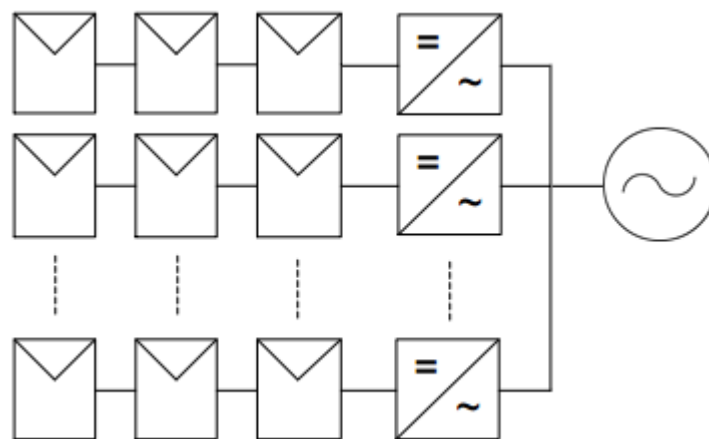


Figura 3.18 - sistema FV com inversores série. [25] (adaptado)

As vantagens da utilização de um inversor de série são a redução de perdas ocasionadas por sombreamento, sujidade ou defeitos porque cada série funciona separadamente e as fileiras de módulos podem ter orientações diferentes o que aumenta a eficiência energética. No caso de falha de um inversor as outras fileiras de módulos continuam a

funcionar. A desvantagem é o custo ser maior por haver um número maior de inversores, apesar de serem inversores de menor potência [25].

Os **inversores de multisérie** têm um conversor CC/CC, sistema de rastreo de PPM, em cada fileira de módulos e o conjunto de fileiras tem um inversor CC/CA central para fazer a conversão de CC para CA (Figura 3.19) [16].

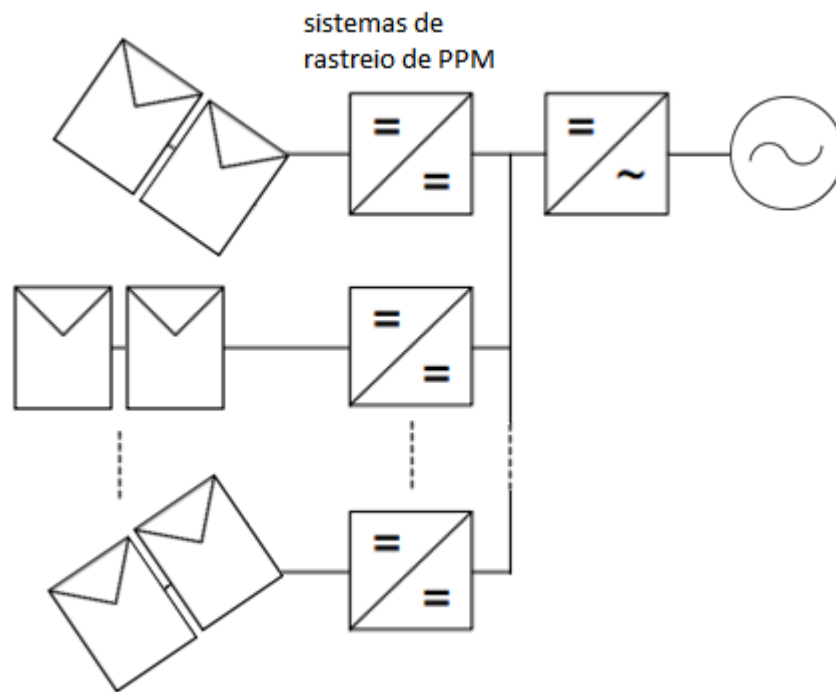


Figura 3.19 - sistema FV com inversores multisérie. [25] (adaptado)

Estes inversores são trifásicos ou monofásicos com entradas independentes, com sistemas de

rastreo de PPM para ligar as séries de módulos.

São utilizados em telhados ou fachadas de instalações urbanas onde cada série pode ter condições de irradiância e/ou sombreamentos diferentes e por isso cada série pode ter orientações diferentes. Os inversores de multisérie fornecem uma potência nas dezenas de kWp [2].

Os **módulos com microinversor integrado** ou **módulos CA** são um conjunto de módulos FV em que cada módulo tem integrado um microinversor CC/CA e são monofásicos (Figura 3.20).

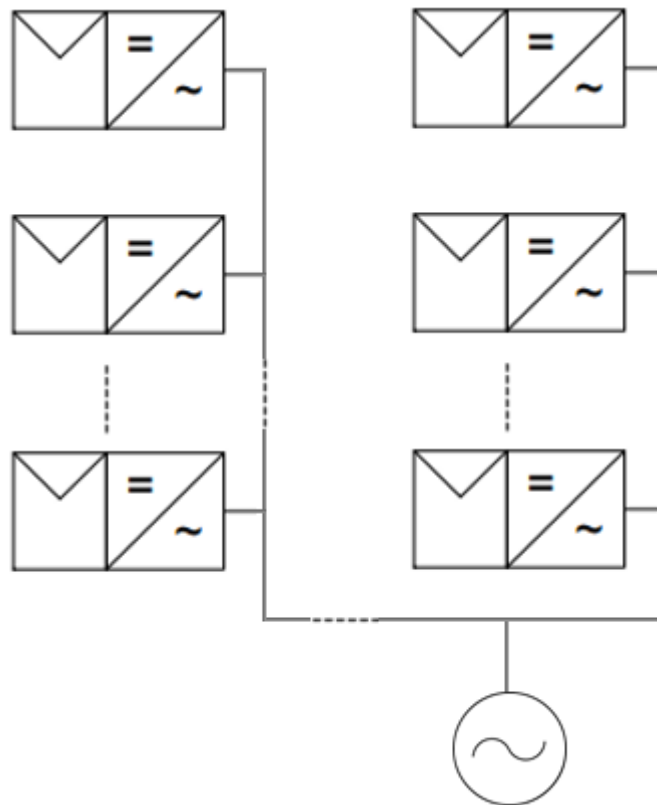


Figura 3.20 - sistema FV com microinversores integrados. [25] (adaptado)

O módulo CA tem a vantagem de aproveitar ao máximo a energia produzida de cada módulo, não há perdas quando há associação de módulos e converte a CC em CA [16]. É possível monitorizar cada painel e inversor individualmente, diagnosticando e corrigindo eventuais problemas [26]. Podem ser conectados em paralelo para aumentar a potência e são direcionados a instalações de pequeno porte e baixa potência [2]. Tem um custo inferior, mas para projetos maiores não é vantajoso [26]. Os elementos eletrónicos operando em altas temperaturas reduzem a durabilidade do inversor [25].

Referências bibliográficas

- [1] NETO, Aimé Fleury de Carvalho Pinto – *Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados á rede* [em linha] São Paulo -Brasil,2012. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. Acesso em: maio de 2016. Disponível em: http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Mestrado_Aime_Fleury_Carvalho_Pinto.pdf
- [2] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António - *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2014. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [3] BARBI, Ivo - *Projetos de Inversores* [em linha] Brasil, 2008. Departamento de Engenharia Elétrica - Centro Tecnológico - Universidade Federal de Santa Catarina. Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://ivobarbi.com/novo/wp-content/uploads/downloads/2015/08/PROJETOS-DE-INVERSORES.pdf>
- [4] GREENPRO - *Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projeto e instalação* [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://www.greenpro.de/po/index.html>
- [5] PEREIRA, Carlos Alberto da Conceição. *Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico* [em linha] Tomar – Portugal, 2015. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica com especialização em Controlo e Eletrónica). Instituto Politécnico de Tomar - Escola Superior de Tecnologia de Tomar. Acesso em: maio de 2016. Disponível em: http://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/12577/9/Relat%C3%B3rio_Mestrado_Sistemas%20de%20Autoconsumo%20Fotovoltaico_16232.pdf
- [6] PORTAL SOLAR - *ENERGIA SOLAR - INVERSOR SOLAR* [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>

- [7] ENERGIATECSOLAR - ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA VEJA COMO FUNCIONA [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em:
<http://energiatecsolar.com.br/energia-solar-fonte-de-energia-painel-fotovoltaico/>
- [8] MONTEIRO, José Alberto Máximo - *Produção Fotovoltaica: Legislação, tarifas, tecnologia necessária e viabilidade económica para a produção numa perspetiva de chave na mão* [em linha] Porto – Portugal, 2014. Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores - Major Energia - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Acesso em: junho de 2016.
Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/72835/2/52420.pdf>
- [9] JUNIOR, Jair Urbanetz - *Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade* [em linha] Florianópolis – Brasil, 2015. Tese (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil) Universidade Federal de Santa Catarina. Acesso em: junho de 2016.
Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/94284>
- [10] *Eletrónica didáctica* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em:
<http://www.eletronicadidatica.com.br/componentes/tiristor/tiristor.htm>
- [11] FREITAS, Susana Sofia Alves - *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos* [em linha] Bragança – Portugal, 2008. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia Industrial – ramo Engenharia Eletrónica). Instituto Politécnico de Bragança – Escola Superior de Tecnologia e Gestão. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em:
[https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/2098/1/Susana Freitas MEI 2008.pdf](https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/2098/1/Susana_Freitas_MEI_2008.pdf)
- [12] *CURSO DE ELETRÔNICA BÁSICA, ANÁLISE DE CIRCUITOS E DIGITAL - Definição de Transistor* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.curso-eletronica.com.br/artigos/definicao-de-transistor>
- [13] RANK, Narah luata - *TRANSFORMADOR DE COMANDO E ISOLAMENTO* [em linha] Curitiba – Brasil, 2014. Engenharia Elétrica – Campus Curitiba - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Acesso em: junho de 2016. Disponível em:
<http://pt.slideshare.net/narank/transformadores-de-comando-e-isolamento-28937849>

- [14] BRADASCHIA, Fabrício - *Conversores Fonte Z para Sistemas Fotovoltaicos e Monofásicos-Trifásicos* [em linha] Recife – Brasil, 2012. Programa de Pós-Graduação (Engenharia Elétrica) Centro de Tecnologia e Geociências - Universidade Federal de Pernambuco. Acesso em: junho de 2016. Disponível em:
<https://www.ufpe.br/ppgee/images/PDF/fabricibradaschia.pdf>
- [16] RAMPINELLI, Giuliano Arns et al. *Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos* [em linha] 2013. Revista Ciências Exatas e Naturais, Vol.15, nº 1, Jan/Jun 2013. Acesso em: maio de 2016. Disponível em:
<http://revistas.unicentro.br/index.php/RECEN/article/viewFile/2428/2231>
- [15] PRIEB, César Wilhelm Massen – *Determinação de eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados á rede de distribuição* [em linha] Porto Alegre – Brasil, 2011. Tese de doutoramento (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Acesso em: maio de 2016. Disponível em: <ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/prieb2.pdf>
- [17] *Oxygen 3400, 4500, 5000 Datasheet – Soleos* [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em: http://soleos-solar.com/wp-content/uploads/2014/03/Oxygen-3400_4500_5000-Datasheet.pdf
- [18] *User Manual OXYGEN 3400 4500 5000* [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em: http://soleos-solar.com/wp-content/uploads/2014/07/UserManual_OXYGEN_3400_4500_5000_EN.pdf
- [19] *MASTER BATTERY - INVERTER SERIES* [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em: http://www.masterbattery.es/catalogos/Inverter_Series.pdf
- [20] *DAPE – kits solares OASIS* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.dape.pt/wp-content/uploads/2016/04/DAPE_kits_solares_OASIS.pdf
- [21] *Damia Solar* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.damiasolar.com/produtos/inversor_solar/inversor-masterpower-omega-3kva-inversor-carregador-regulador-2400w-24v_da0351_25
- [22] *Manual Conversor-cargador Master Power Omega* [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em:
https://docs.google.com/file/d/0B4_R88HJjYsaTzRtSIB4Z0t4LTQ/edit

- [23] *Kitsolar - MasterPower Omega MS 3KVA* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <https://www.kitsolar.com/catalogo/convertidores-de-corriente/masterpower-omega-ms-3kva/>
- [24] *Enphase Microinverters* [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em: https://enphase.com/sites/default/files/downloads/support/M215_IG_DS_60Hz.pdf
- [25] ALMEIDA, Marcelo Pinho - *Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede* [em linha] São Paulo – Brasil, 2012. Programa de Pós-graduação (Pós-graduação em energia). Universidade de São Paulo. Acesso em: maio de 2016. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/producao/2012/Teses/DissertMarceloAlmeidaOrig.pdf>
- [26] *neosolarenergia - Inversor Grid Tie* [em linha] Acesso em: maio de 2016. Disponível em: <http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie>

4. Baterias

As baterias armazenam energia elétrica excedente produzida pelos painéis FV e quando a eletricidade produzida pelos painéis é insuficiente para fornecer às cargas, a eletricidade em falta é fornecida por baterias carregadas ou pela RESP.

O símbolo elétrico da bateria é apresentado na figura 4.1.

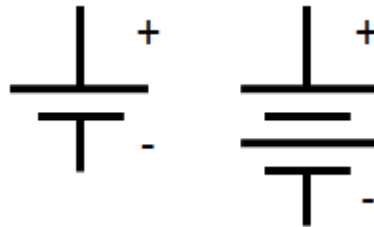


Figura 4.1 - Símbolo elétrico da bateria.

A eletricidade produzida pelos painéis é armazenada na bateria sob a forma de energia química, através de um processo de oxidação e redução (redox) e a bateria carregada, conectada a uma carga elétrica, gera uma CC produzida pela conversão da energia química em energia elétrica [1].

As baterias são, também, ligadas a um controlador de carga que tem a função de proteger as baterias das sobrecargas e descargas profundas, garantindo que toda a energia produzida pelos painéis FV é armazenada com a maior eficácia possível [2].

Contudo, determinadas condições fazem variar a produção de eletricidade dos painéis e o armazenamento de energia em baterias. A radiação solar e consequente produção de energia elétrica pelos painéis FV variam, num determinado local, ao longo do dia de acordo com o ângulo de inclinação da radiação solar e das condições climáticas e também ao longo do ano de acordo com as estações. Outro dado importante na produção de eletricidade é o posicionamento do painel, ou seja, se é fixo ou móvel.

Nos sistemas FV autónomos, a eletricidade produzida pelos painéis é utilizada instantaneamente e/ou armazenada em baterias para uso posterior, como por exemplo, na iluminação artificial, isto é, a eletricidade produzida em excesso pelos painéis durante o dia é armazenada em baterias para ser utilizada à noite para iluminar. No caso de bombeamento de água, não necessita de baterias porque a água pode ser armazenada num reservatório e ser usada mais tarde.

Para sistemas FV ligados á RESP, o excedente de eletricidade produzida pelos painéis fotovoltaicos pode ser armazenado em baterias para autoconsumo ou vendido á RESP. O armazenamento da energia elétrica em baterias pode ser mais vantajoso do que vender, como por exemplo, nas indústrias com sistemas FV, se a eletricidade fornecida pelos painéis é insuficiente, podem funcionar com as 2 fontes de energia, primeiro usando as baterias e em segundo a RESP e para o caso de falha da energia elétrica da RESP, as baterias fornecem a eletricidade mantendo o funcionamento do sistema [3]. As baterias são classificadas em baterias primárias, baterias que não são recarregáveis e baterias secundárias, baterias recarregáveis, ou seja, apresentam reações eletroquímicas reversíveis e são as usadas nos módulos fotovoltaicos [1]. As baterias recarregáveis mais comuns, comercialmente, para sistemas fotovoltaicos são as baterias de chumbo-ácido (Pb-ácido).

4.1 - Bateria de Pb-ácido, VRLA e ciclo profundo

A bateria de Pb-ácido é caracterizada ter o eletrodo negativo (ânodo) constituído por chumbo (Pb) e o eletrodo positivo (cátodo) constituído por dióxido de chumbo (PbO_2) imersos numa solução eletrolítica composta por ácido sulfúrico (H_2SO_4) em água, cerca de 35% de H_2SO_4 e 65 % de água destilada numa bateria carregada (Figura 4.2) [4, 7].

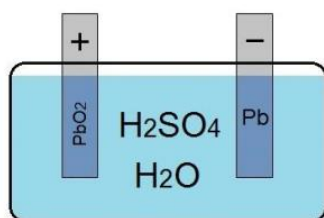


Figura 4.2 – Esquema de uma célula de chumbo-ácido. [4]

O eletrólito também pode ser em gel, adicionando ao eletrólito o dióxido de silício (SiO_2), ou ter uma fibra de vidro absorvente.

A bateria de Pb-ácido tem seis células ligadas em série, cada uma das quais fornece cerca de 2 V (Figura 4.3).



Figura 4.3 - Ligação em série de 6 células chumbo-ácido de uma bateria. [5]

Conectando os terminais de uma bateria a uma carga ocorre a **fase de descarga** da bateria, ou seja, ocorre a semirreação de oxidação no Pb, placa negativa, e a semirreação redução no PbO₂, placa positiva, ou seja, há condução de corrente elétrica da placa negativa para a placa positiva.

As reações químicas envolvidas na fase de descarga são apresentadas na figura 4.4.

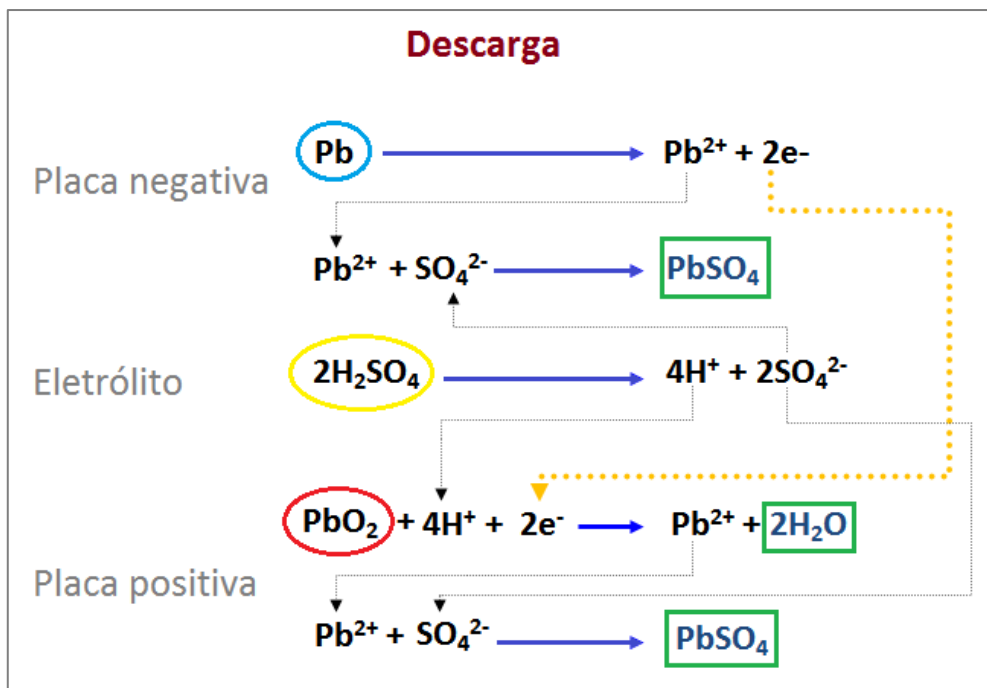


Figura 4.4 - Reações químicas envolvidas na fase de descarga da bateria de Pb-ácido. [5]

- O eletrólito H₂SO₄ reage com as placas e dissocia-se, diminuindo de concentração.
- O 2H⁺ resultante associa-se ao 2O²⁻ resultante da redução do PbO₂, formando H₂O.
- O SO₄²⁻ resultante associa-se às placas formando sulfato de chumbo (PbSO₄) em ambas.
- O eletrólito H₂SO₄ é convertido em H₂O.

Quando a bateria recebe CC dos painéis solares inverte a reação química e ocorre a **fase de carga** da bateria, ou seja, ocorre a semirreação de oxidação e a redução nas placas PbSO_4 , ou seja, há condução de corrente elétrica da placa positiva para a placa negativa. Pela semirreação de oxidação e a redução, forma-se íões SO_4^{2-} nas placas.

O eletrólito H_2O reage com as placas e dissocia-se, diminuindo de concentração.

O O^{2-} resultante associa-se á placa positiva formando PbO_2 .

O 2H^+ resultante associa-se ao SO_4^{2-} formando H_2SO_4 .

O eletrólito H_2O é convertido em H_2SO_4 [5].

Nas baterias seladas existe um ciclo eletroquímico fechado que não gera nenhuma emissão de gás para o exterior e/ou consumo de água (Figuras 4.5 e 4.6) [6].

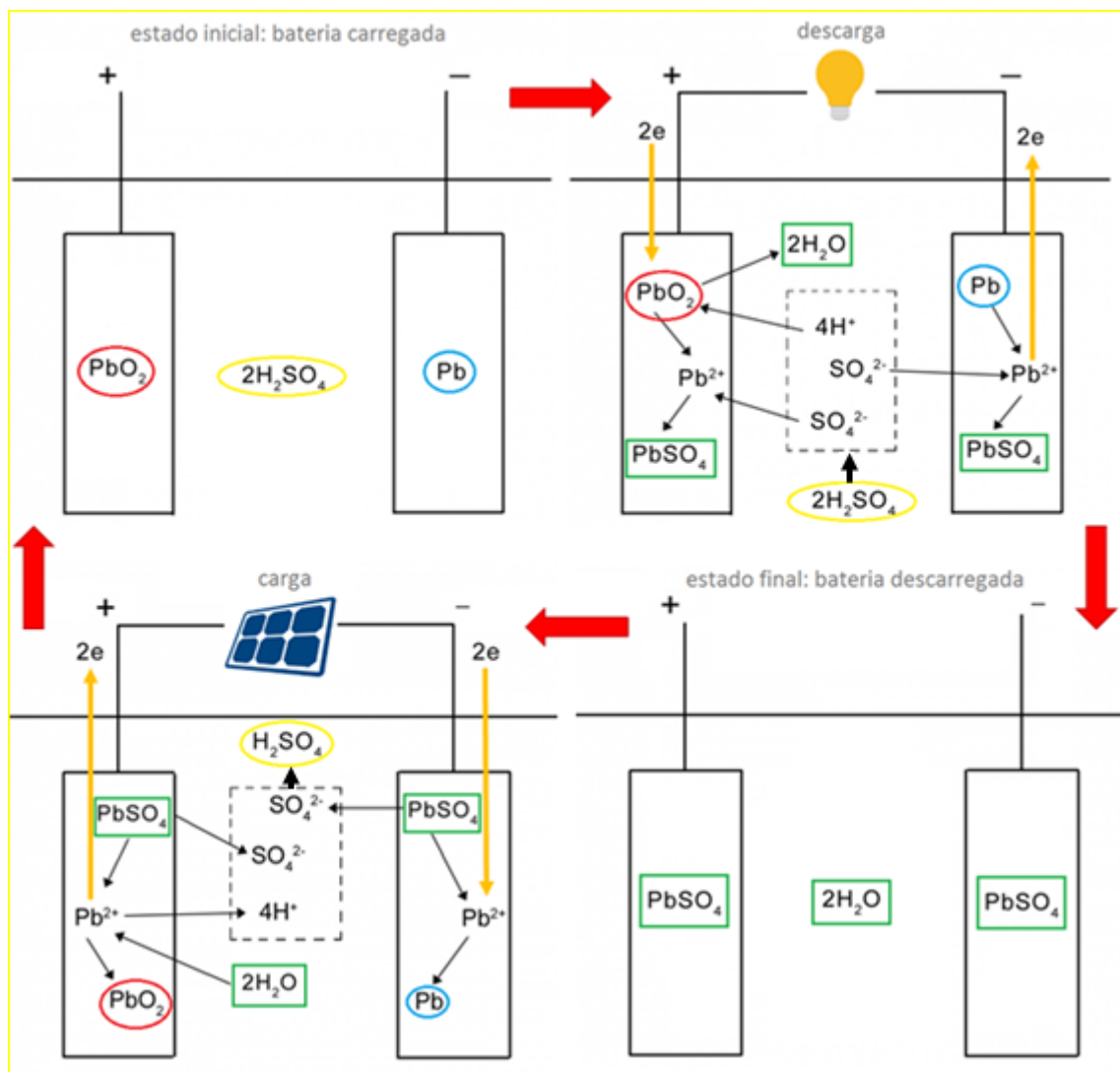


Figura 4.5 - Realização de um ciclo carga/descarga da bateria de Pb-ácido. No processo de descarga o eletrólito H_2SO_4 forte passa para eletrólito H_2SO_4 fraco e no processo de carga o eletrólito H_2SO_4 fraco passa para eletrólito H_2SO_4 forte. [7, 8] (adaptado)



Figura 4.6 - Reação química total de descarga e carga da bateria Pb-ácido. [9]

Também nas baterias seladas ocorre o ciclo interno de recombinação do O_2 explicado mais adiante de acordo com os diferentes tipos de baterias.

As baterias seladas utilizam a **tecnologia VRLA** (baterias de Pb-ácido reguladas por válvulas, do inglês Valve Regulated Lead-Acid Batteries), isto é, as baterias Pb-ácido são reguladas por válvulas para, em casos de sobrecarga da bateria e aumento de gás no interior, o gás em excesso seja eliminado por meio da abertura de uma válvula de segurança.

Existe uma válvula em cada célula e estão posicionadas no interior da tampa de cobertura, abrindo quando a pressão aumenta. A válvula de segurança fica fechada em condições de utilização normal, para impedir a entrada de ar no interior da bateria porque o O_2 iria descarregar a placa negativa (Figuras 4.7 e 4.8) [6].



Figura 4.7 – Válvulas de segurança da bateria VRLA da Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100. Foto do autor.

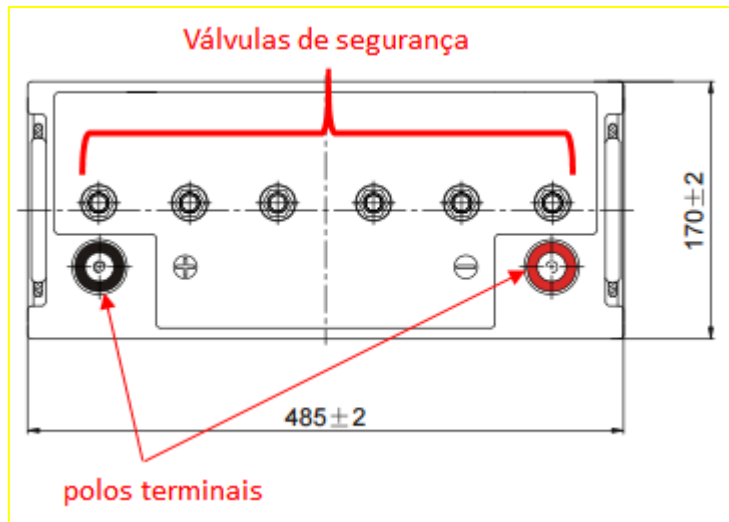


Figura 4.8 - Válvulas de segurança da bateria VRLA da Ultracell UCG150-12/150Ah. [20]

As baterias VRLA são usadas principalmente em aplicações estacionárias com capacidade entre um número reduzido de Ah até a milhares de Ah.

As baterias VRLA estão isentas de manutenção porque não é preciso repor o nível do eletrólito, não há derrames, são fáceis de transportar, como são seladas podem ser instaladas na horizontal ou vertical e podem estar próximas de outros equipamentos eletrônicos, e têm uma vida útil projetada superior a 10 anos [5, 11]. A bateria VRLA tem uma elevada eficiência de recombinação de gases de até 99% e por isso deve ser utilizada em ambientes não herméticos, com aberturas ou ventilados, porque vai gerar gases ainda que em quantidades ínfimas [18]. Estas baterias devem ser sempre armazenadas carregadas porque armazenar a bateria descarregada causa sulfatação irreversível das placas, ou seja, dá-se a formação e deposição de cristais de $PbSO_4$ sobre as placas tornando difícil ou impossível a recarga [19]. Também, quando as baterias são armazenadas carregadas têm uma vida prolongada sob **carga de flutuação**, isto é, sob um estado de carga próximo à carga plena porque a taxa de auto-descarga é baixa cerca de 1 a 3% por mês da capacidade da bateria [5].

Estas baterias têm como desvantagens serem mais caras, têm que operar em condições de baixa sobretensão sendo necessário usar o controlador de carga, para evitar a formação excessiva de gases durante a carga senão a sobrecarga sobrecarrega o sistema de recombinação de gases diminuindo a água e não há possibilidade de acrescentar [19].

A temperatura de referência para a bateria é de 25°C, quando a temperatura é menor têm-se a diminuição do valor da capacidade da bateria e para uma temperatura mais elevada, tem-se o aumento da capacidade da bateria e diminuição do tempo de vida útil. Em geral, cada 8°C de aumento de temperatura diminui a vida da bateria pela metade. A bateria VRLA com 10 anos de duração a 25°C, a operar a 33°C duraria apenas 5 anos. A uma temperatura de 42°C, a bateria aguentaria pouco mais de 1 ano [12, 21]. Quando utilizada em ambientes com temperaturas superiores ou inferiores a 25 °C, o controlador de carga aplica a correção da tensão de flutuação em função da temperatura [11].

As baterias de Pb-ácido usadas nos sistemas FV são caracterizadas por serem **baterias de ciclo profundo** (do inglês deep cycle) o que significa que entregam menos energia durante mais tempo. Para que o tempo de vida da bateria de ciclo profundo seja mais longo deve-se manter o ciclo de descarga médio entre 50 a 80%. Se a profundidade de descarga da bateria é menor, os ciclos de vida útil serão maiores [13]. Estes conceitos serão desenvolvidos mais adiante.

As características importantes de uma bateria são ter: um longo tempo de vida, ou seja, ter um número elevado de ciclos; uma baixa auto descarga; pouca manutenção; disponibilidade de energia para períodos de menor radiação solar; alta eficiência de carga; e ter baixo custo [15].

As baterias podem ter uma tensão de 6 V, 12 V, 24 V e 48 V.

Há 2 tecnologias de baterias de Pb-ácido do tipo VRLA: baterias de gel e baterias AGM.

4.2 - Bateria de Pb-ácido VRLA com tecnologia gel

A empresa DAPE usa uma tecnologia de bateria Pb-ácido VRLA, a bateria de gel.

A DAPE vende para os clientes, como exemplo, as baterias de Pb-ácido de gel da Ultracell UCG150-12/150Ah (Figura 4.9).



Figura 4.9 - Baterias de Pb-ácido de gel da Ultracell UGC150-12/150Ah. [20]

Esta bateria é utilizada nos Kits solares OASIS. A bateria de gel tem o H_2SO_4 misturado com dióxido de silício, SiO_2 , formando um eletrólito de consistência gelatinosa, o ácido gelificado, onde é mergulhado o conjunto de placas (Figura 4.10).

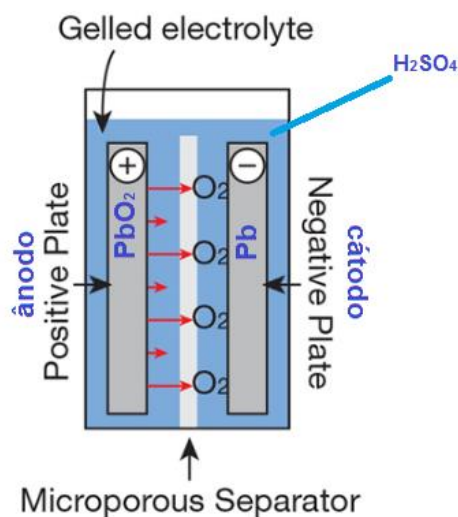


Figura 4.10 - Baterias VRLA com tecnologia gel. [16]

O eletrólito de gel seca e apresenta fissuras e micro roturas que se podem estender de uma placa á outra, permitindo o **ciclo interno de recombinação do O_2** , isto é, na bateria VRLA de gel ocorre as reações químicas descritas anteriormente e, também, ocorre uma reação química indesejável em paralelo na fase de carga, a eletrólise da água, formando O_2 na superfície da placa positiva e H^+ na superfície da placa negativa. O O_2 gerado na placa positiva difunde-se através das fissuras do eletrólito gelificado até a placa negativa, reagindo com a placa negativa, Pb, formando óxido de chumbo (PbO). O PbO reage com o eletrólito H_2SO_4 formando $PbSO_4$ e H_2O fechando o ciclo. A placa negativa

sofre ainda uma auto-descarga ao reagir com H⁺ e elétrons, e não fica completamente carregada (Figuras 4.11 e 4.12).

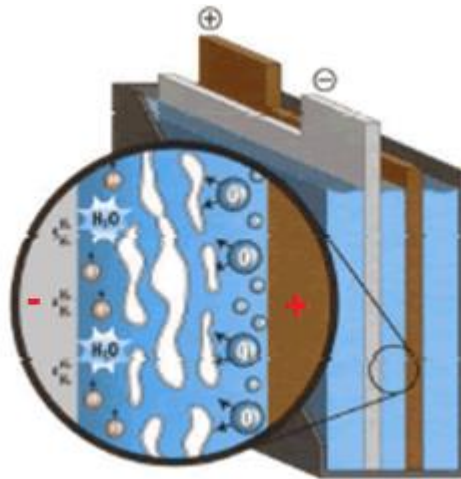


Figura 4.11 – As fissuras e micro ruturas no gel permitem a recombinação dos gases gerados nas superfícies das placas da bateria de gel. [17]

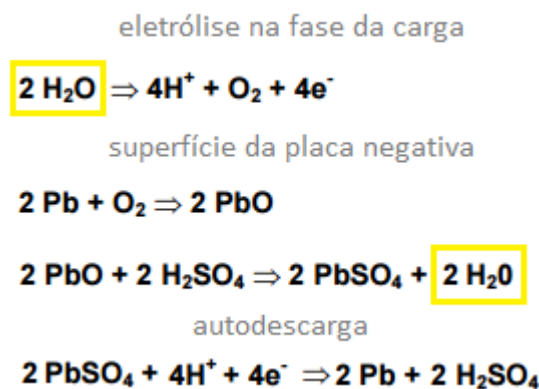
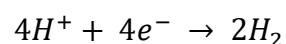


Figura 4.12 - Ciclo de recombinação do O₂ e H⁺. [28] (adaptado)

Estas reações acontecem em todas as baterias de Pb-ácido, porém a uma escala muito reduzida e não é necessário repor água na bateria [27, 28, 29].

No entanto, na placa negativa pode-se formar o gás H₂ porque a placa negativa carrega mais rápido que a placa positiva e ocorre a reação de redução do H⁺ formando H₂.



Quando a placa negativa já está totalmente carregada, então passa apenas a produzir H₂ até que a placa positiva também atinja o mesmo estado de carga, produzindo por sua vez O₂.

Como não há um ciclo de H₂ similar ao do O₂ pode haver perdas deste gás e, conseqüentemente, perda de água da bateria, porém a uma escala muito reduzida. Nas

baterias do tipo VRLA, o tamanho total das placas positivas é ligeiramente menor do que o das placas negativas para que as placas positivas sejam totalmente carregadas antes das placas negativas e desta forma, apenas O_2 é produzido e flui através do eletrólito para os espaços das placas negativas onde reage para formar o $PbSO_4$ e H_2O . [1, 27].

Contudo, se for intensificada condições desfavoráveis de operação, tais como, temperatura elevada, sobrecarga, tensão de flutuação elevada, etc., há perda de água por isso é necessário um controlador de carga para a bateria e não é recomendado o uso deste tipo de baterias em ambientes herméticos como foi anteriormente mencionado, sob risco de ocorrência de explosões do gás H_2 [27].

As baterias de gel são seladas; sem manutenção; são mais leves que as baterias convencionais; são mais resistentes às amplitudes térmicas, vibrações e impactos; tem maior durabilidade em condições normais e extremas; possui maiores ciclos de vida, mais de 1000 ciclos de carga /descarga; tem maior poder de arranque; não tem problemas de estratificação, isto é, quando a concentração do eletrólito se torna maior no fundo do vaso do que no topo corroendo a parte inferior; tem baixa sulfatação. Como desvantagens são baterias mais caras que as baterias convencionais, são mais sensíveis a sobrecargas necessitando de um controlador de carga, e a temperaturas muito baixas provoca uma maior concentração do gel que aumenta a resistência interna da bateria prejudicando a corrente de arranque a frio [6, 13, 30, 31].

As baterias de gel são recomendadas para situações em que a utilização da bateria é cíclica, ou seja, os ciclos são repetidos frequentemente e pode haver descarga profunda com frequência [18].

A bateria de gel Ultracell UCG150-12/150Ah têm uma tensão de 12V. Uma bateria de gel tem baixas perdas de desempenho por elevação de temperatura, porque o eletrólito gelificado está em completo contato com as placas e com as paredes da bateria permitindo que haja uma condução mais eficiente do calor gerado nas placas. O aumento da temperatura aumenta a tensão de saída e a capacidade da bateria porque reduz a densidade do eletrólito e a diminuição da temperatura diminui a tensão de saída e capacidade da bateria porque o eletrólito fica mais denso (Figura 4.13) [10, 19].

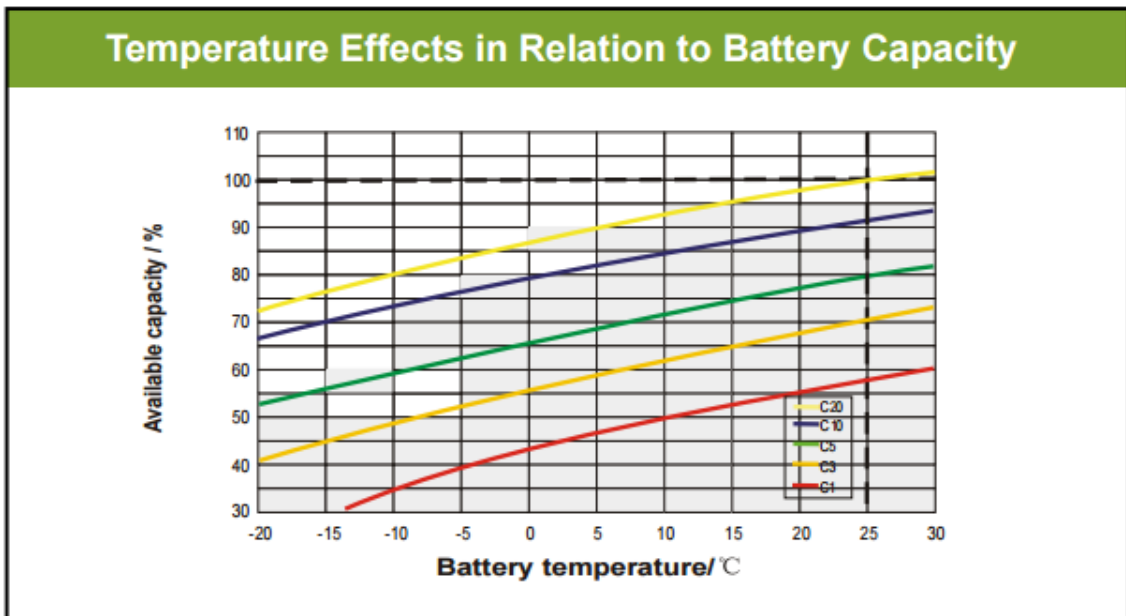


Figura 4.13 - Capacidade em função da temperatura em baterias de gel de diferentes capacidades. [20]

A temperatura de operação da bateria está entre -20°C e 55°C [20]. Este tipo de bateria é mais aplicável em condições onde o controlo de temperatura não é possível [18].

O aumento de temperatura tem como desvantagem o aumento da taxa de descarga, redução do ciclo de vida e sulfatação acelerada em baterias que não estão totalmente carregadas [33].

A vida cíclica de qualquer bateria secundária está inversamente relacionada com a profundidade de descarga e/ou a temperatura, ou seja, a capacidade degrada-se mais rapidamente quando a temperatura de operação da bateria e/ou a profundidade de descarga aumentam (Figura 4.14). [1].

Effect of Temperature on Long Term Float Life

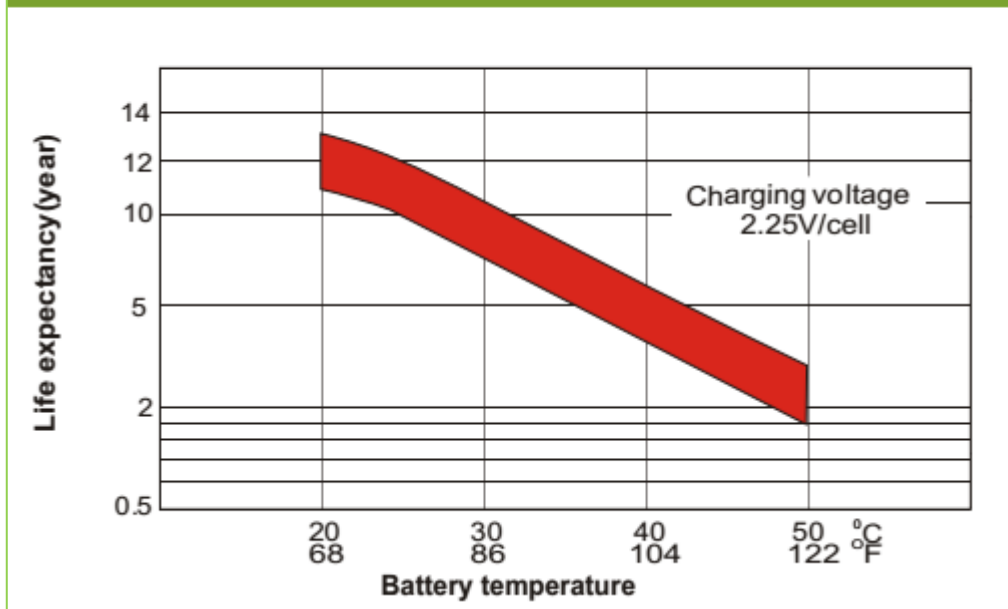


Figura 4.14 - Efeito da temperatura na vida cíclica da bateria de gel da Ultracell UCG150-12/150Ah em carga de flutuação, ou seja, a bateria permanece carregada e sem fornecer corrente ao consumidor. [20]

Em relação à capacidade e ao tempo de armazenamento da bateria, a auto-descarga diminui a capacidade disponível ou capacidade residual da bateria ao longo dos meses e quanto maior a temperatura, menor é essa capacidade residual ao longo dos meses (Figura 4.15).

General Relation of Capacity VS. Storage Time

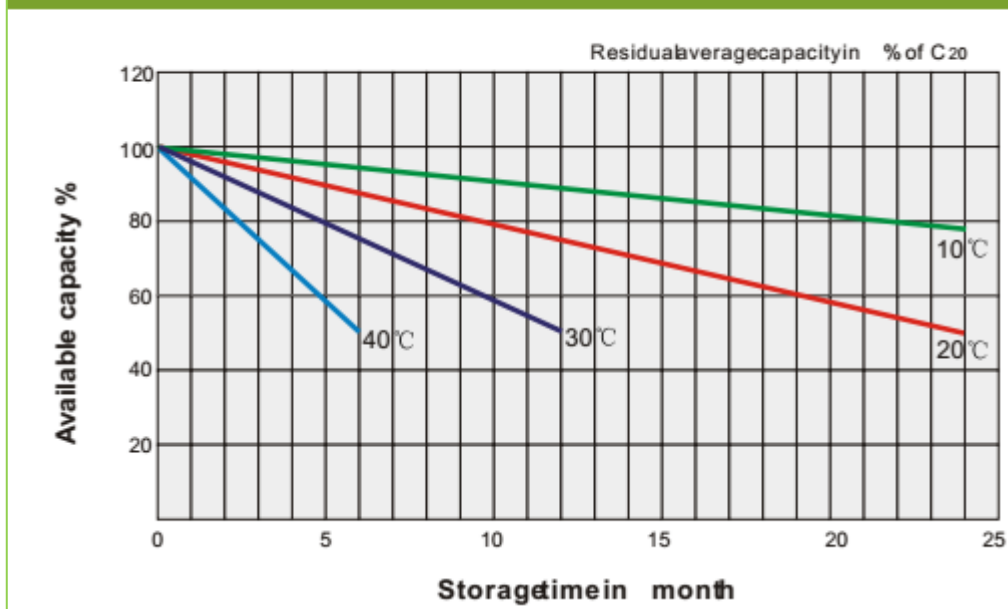


Figura 4.15 - Relação geral da capacidade e tempo de armazenamento da bateria. [20]

4.3 - Bateria de Pb-ácido VRLA com tecnologia AGM

A DAPE vende, também, para os clientes as baterias de Pb-ácido da Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100 (Figura 4.16).



Figura 4.16 – Bateria Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100. Foto do autor.

A bateria da Master U-power AGM UP-SP160 é do tipo VRLA com tecnologia AGM (fibra de vidro absorvente, do inglês Absorbent Glass Mat).

A tecnologia de baterias AGM é a mais recente e avançada e foi desenvolvida para proporcionar maior segurança, eficiência e durabilidade. São baterias que, em vez do gel, utilizam um separador de microfibras de vidro muito poroso para absorver o eletrólito, H_2SO_4 misturado com água, preenchendo o volume total entre as placas da bateria. Este separador é um material não condutor e permite a passagem do O_2 e o ciclo interno de recombinação do O_2 . (Figuras 4.17 e 4.18).

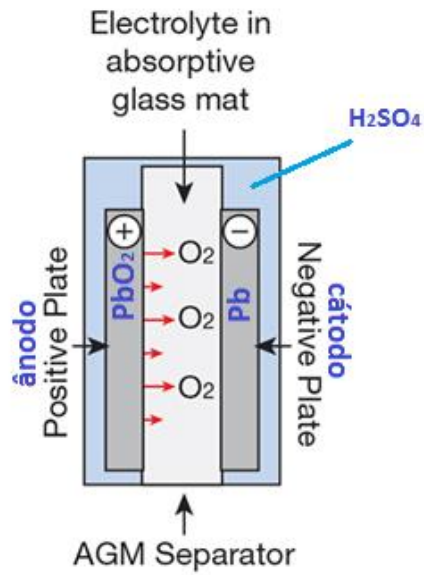


Figura 4.17 - Baterias VRLA com tecnologia AGM. [16]

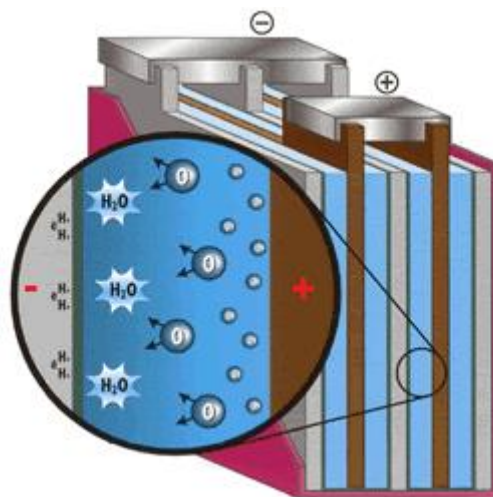


Figura 4.18 – O separador de microfibras de vidro absorvente permite o ciclo de recombinação do O_2 na bateria AGM. [17]

A constituição de uma bateria VRLA com tecnologia AGM é apresentada na figura 4.19.

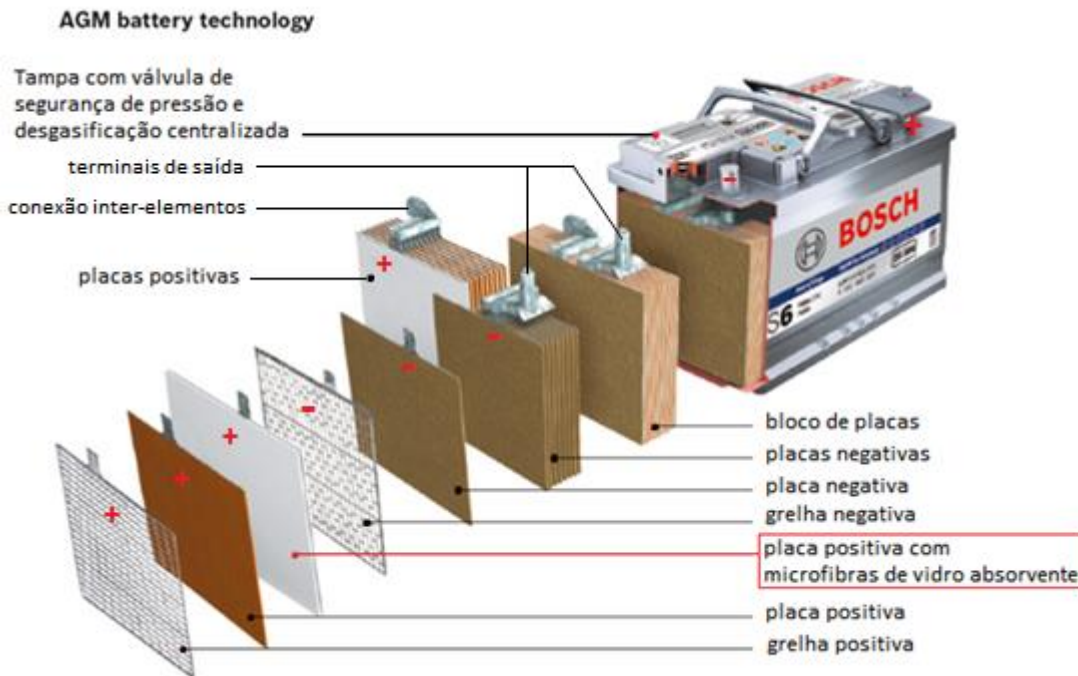


Figura 4.19 – Composição da bateria VRLA com tecnologia AGM. [14]

As grelhas consistem em ligas metálicas feita de Pb metálico (sólido) e outro elemento com a função de dar suporte ao material ativo das placas e conduzir a corrente elétrica, e não reagem quimicamente [1].

As baterias AGM são seladas, sem manutenção e de fácil utilização; são mais resistentes às amplitudes térmicas, a vibrações e impactos; são apropriadas para climas frios porque não congelam; têm maior número de ciclos de carga/descarga, por isso tem maior durabilidade; tem uma potência maior de arranque; a recombinação de H e O₂ é mais eficiente, cerca de 99%; têm baixa resistência interna por isso fornece mais energia e eficiência que outras baterias; têm baixo nível de auto-descarga, maior capacidade e maior eficiência do que as outras baterias e por isso maior autonomia; têm um tempo de vida útil muito superior ao das outras baterias [6, 9, 13]. Como desvantagens, são baterias que têm um custo mais elevado, menos tolerância a descargas profundas e a temperaturas altas, há perdas de desempenho por elevação de temperatura porque como têm uma maior eficiência de recombinação de gases e baixa resistência interna, o nível de absorção da corrente de flutuação é mais elevado, gerando maior calor interno ficando sujeitas a uma avalanche térmica, sendo necessário condições apropriadas de temperatura e de dissipação de calor.

As baterias AGM são recomendadas para situações de utilização em flutuação onde a bateria permanece continuamente conectada a uma fonte de energia e a uma carga de modo a fornecer energia de forma instantânea e ininterrupta quando faltar a energia principal, RESP ou gerador [18].

As baterias de Pb-ácido da Master U-power AGM UP-SP160 12 V-160 Ah/C100 têm uma tensão de 12 V. A temperatura de operação da bateria Master U-power AGM UP-SP160 está entre -20°C e 50°C. O aumento da temperatura aumenta a tensão de saída e a capacidade da bateria porque reduz a densidade do eletrólito e vice-versa (Figura 4.20) [10, 19].

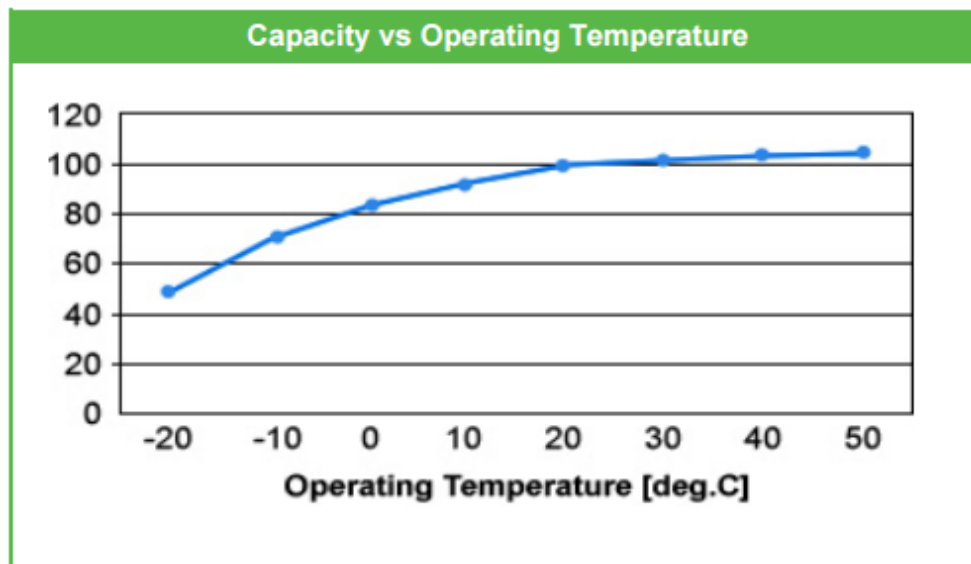


Figura 4.20 - Capacidade versus temperatura da bateria Master U-power AGM UP-SP160. [24]

4.4 - Características da bateria de Pb-ácido

As características medidas da bateria de Pb-ácido são explicadas a seguir.

A **capacidade da bateria** é o valor teórico de corrente elétrica dada pela bateria durante 1 hora e a uma temperatura de 25° C e é medida em ampére-hora (Ah), Wh ou kWh e está entre os valores de 50 Ah e 12 000 Ah [15, 21]. A capacidade da bateria determina o número de horas ou dias que a bateria pode fornecer energia quando não há presença do sol. Quanto mais lenta a descarga da bateria, a disponibilidade de energia é maior e o valor da energia diminui por hora [32].

Para dimensionar a capacidade da bateria deve-se determinar o número de horas ou dias que deve fornecer energia quando não há presença do sol e o valor da potência que alimenta as cargas.

A capacidade da bateria (C) é o produto da corrente elétrica de descarga constante (I) e do tempo de descarga (t).

$$C = I \times t \quad (\text{Equação 4.1})$$

Esta fórmula permite calcular a capacidade nominal da bateria (C_n) [22].

$$C_n = I_n \times t_n \quad (\text{Equação 4.2})$$

A bateria da Master U-power AGM UP-SP160 tem a capacidade nominal de descarga de 160Ah em 100 horas a uma temperatura de referência de 20°C, ou seja, fornece 1,6A durante 100 horas.

$$C_n = 1,6A \times 100h = 160Ah$$

Não se deve usar o total da capacidade das baterias porque são baterias de **ciclo profundo** ou deep cycle, ou seja, entregam menos energia para um maior tempo de vida útil ou quanto menor a profundidade de descarga maior o número de ciclos da bateria. A bateria de ciclo profundo, deve descarregar entre 50% e 80% [13].

O **tempo de descarga** é a duração típica da descarga da bateria.

A **taxa de auto-descarga** é a quantidade de carga perdida pela bateria em funcionamento ou não, em percentagem [21]. A taxa de auto-descarga da bateria Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100 é de 2 % da capacidade da bateria por mês.

Os **ciclos de vida útil** correspondem ao número de vezes que uma bateria é carregada e descarregada e está entre 500 e 2 000 vezes [15]. Um **ciclo** é a carga e descarga da bateria até uma determinada profundidade de descarga.

A **profundidade de descarga ou DOD** (do inglês Depth of Discharge) é a quantidade de carga retirada da bateria, em percentagem, na descarga num ciclo típico [21].

Na bateria de Pb-ácido de gel da Ultracell UCG150-12/150Ah, a relação entre a profundidade de descarga e números de ciclos de vida útil da bateria é apresentada na figura 4.21.

Cycle Life in Relation to Depth of Discharge

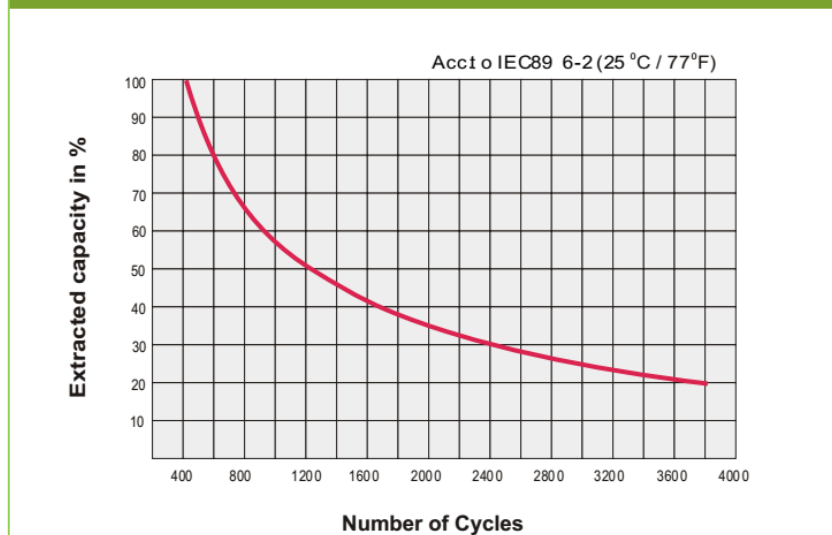


Figura 4.21 - Relação entre a profundidade de descarga e os ciclos de vida útil da bateria de Pb-ácido de gel da Ultracell UCG150-12/150Ah. [20]

Se a profundidade de descarga da bateria é menor, os ciclos de vida útil serão maiores. Quanto ao carregamento, se a bateria não consegue armazenar 80% da capacidade de carga nominal, a vida útil da bateria terminou.

A bateria Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100 tem mais de 500 ciclos a 75% DOD e mais de 1 000 ciclos de acordo com a norma IEC 61427 para ensaios de durabilidade da bateria [24]. A durabilidade da bateria é a capacidade de suportar ciclos de carga/descarga.

A **energia (E) da bateria** é a quantidade total de energia armazenada pela bateria de acordo com a capacidade (C) e tensão elétrica (V) da bateria [25].

$$E(Wh) = C \times V \quad (\text{Equação 4.3})$$

A energia fornecida pela bateria de chumbo-ácido da Master U-power AGM UP-SP160 12V-160Ah/C100, para um período de 100 horas tem o valor de 1920 Wh.

$$E = 160Ah \times 12V = 1920Wh \quad (100 \text{ horas})$$

A **eficiência da bateria** é a relação entre a entrada de energia e a saída útil de energia medida em Wh, Ah ou tensão média [33]. O valor de eficiência de uma bateria situa-se entre 80 a 90%.

Para manter a eficiência é necessária fazer a manutenção de baterias: as baterias devem ser colocadas em locais frescos e ventilados para não haver grandes variações de

temperatura; e os controladores de carga devem proteger as baterias, conforme foi mencionado anteriormente.

O tempo de vida útil das baterias são geralmente cerca de 10 anos e têm garantia de 1 ano.

As características da bateria Ultracell UCG150-12/150Ah são apresentadas na figura 4.22.

Specifications		
	Nominal Voltage	12V
	Nominal Capacity 20HR)	150AH
Terminal Type	Standard Terminal	F10
	Optional Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	UL94-V0
Rated Capacity	20hr, 1.80V/cell, 25°C	156.0 AH/8.04A
	10hr, 1.80V/cell, 25°C	150.0 AH/15.0A
	5hr, 1.75V/cell, 25°C	131.6 AH/26.3A
	1hr, 1.60V/cell, 25°C	96.9 AH/96.9A
Max Discharge Current	1500A (5s)	
Internal Resistance	2.5mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -20 ~ 55°C
		Charge: 0 ~ 40°C
		Storage: -20 ~ 50°C
	Nominal Operating Temp. Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 45.0A. Voltage 14.4V ~ 15.0V Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 13.5V ~ 13.8V Temp. Coefficient -20mV/°C
Capacity affect by Temperature	40°C	103%
	25°C	100%
	0°C	86%
Design Floating Life at 20°C	15 Years	
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 9 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	

Figura 4.22 - Características da bateria Ultracell UCG150-12/150Ah. [20]

As características da bateria Master U-power AGM UP-SP160 são apresentadas na figura 4.23.

Product design features		
•	AGM-technology, maintenance free product (SMF)	
•	Power Supply & Starting power suitable	
•	More than 500 cycles at 75% D.O.D.	
•	More than 1000 cycles IEC 61427	
•	High resistance to deep and repetitive discharge cycles	
•	Internal gas recombination efficiency 98% - 99%	
•	One-way valve regulated system with flame-arrestor	
•	Delivered ready for use at 100% of its nominal capacity	
•	Long Service Life	

Specifications		
Nominal Voltage	12V	
Capacity	C1 (9.60V)	85 Ah
	C5 (10.20V)	115 Ah
	C10 (10.80V)	130 Ah
	C100 (10.80V)	160 Ah
	Cr (10.5V)	260 min
Dimension	Length	513 mm
	Width	189 mm
	Height	223 mm
Weight	39.1 kg	
Box type	A	

Charging type	Parameter / Limits
Charge with constant current	Current limit: 10 - 20 % from C10 capacity rate
Charge with constant voltage	Voltage limit: 14.1 - 15.0 V per block
Float Charge Voltage (cycling)	Float voltage: 13.62 V per block @ 20°
Temperature Correction Factor	0.018 V per block / °C

Figura 4.23 - Características da bateria Master U-power AGM UP-SP160. [24]

4.5 - Tipos de associações de baterias

As baterias podem estar ligadas em série ou em paralelo e é fundamental que sejam iguais e tenham o mesmo grau de carga.

As conexões em série de baterias consistem em ligar o polo positivo da primeira bateria com o polo negativo da bateria seguinte (Figura 4.24).

As baterias ligadas em série mantêm a capacidade e aumentam a tensão elétrica.

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (\text{Equação 4.4})$$

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (\text{Equação 4.5})$$

Por exemplo, 2 baterias de 12 V e 200 Ah ligadas em série fornecem uma tensão elétrica de 24V e uma capacidade de 200 Ah (Figura 4.24).



Figura 4.24 - Ligação em série de baterias. [26]

O aumento da tensão é importante para grandes sistemas FV ou sistemas híbridos, fotovoltaicos e eólicos, porque há perdas de energia nos cabos.

As conexões em paralelo de baterias consistem em ligar o polo negativo da primeira bateria com o polo negativo da bateria seguinte e o polo positivo da primeira bateria com o polo positivo da bateria seguinte (Figura 4.25).

As baterias ligadas em paralelo aumentam a capacidade e mantêm a tensão elétrica.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (\text{Equação 4.6})$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (\text{Equação 4.7})$$

Por exemplo, 2 baterias de 12V e 200 Ah ligadas em paralelo fornecem uma tensão elétrica de 12 V e uma capacidade de 400 Ah (Figura 4.25) [19].

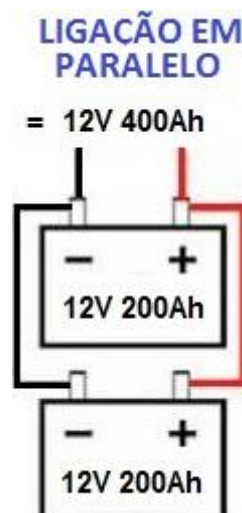


Figura 4.25 - Ligação em paralelo de baterias. [26]

É possível também fazer ligações em série e em paralelo de baterias para aumentar a capacidade e tensão elétrica (Equações 4.5 e 4.6).

Por exemplo, 4 baterias de 12 V e 200 Ah ligadas em série e em paralelo fornecem uma tensão elétrica de 24 V e uma capacidade de 400 Ah (Figura 4.26) [26].

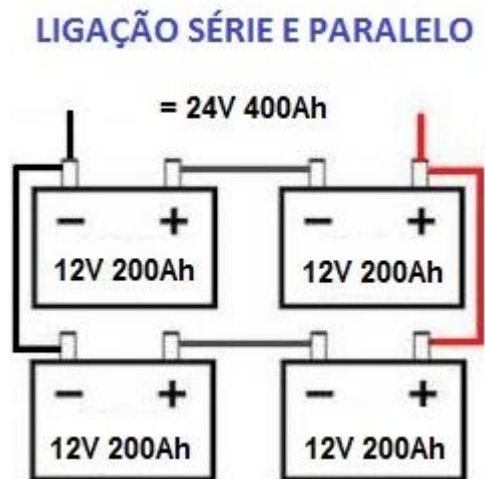


Figura 4.26 - Ligação em série e em paralelo de baterias. [26]

Referências bibliográficas

- [1] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António - *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2014. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.
- Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em:
[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual de Engenharia FV 2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)
- [2] PE – PORTAL ENERGIA [em linha] Acesso em: março de 2016. Disponível em:
<http://www.portal-energia.com/dimensionamento-do-controlador-de-carga-para-um-sistema-solar/>
- [3] *energlobo - energias renováveis* [em linha] Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://www.energlobo.pt/autoconsumo.html>
- [4] FREITAS, Aníbal José Fernandes - *Sistema para gestão da energia e carregamento universal para um andarilho eletrónico* [em linha] Guimarães – Portugal, 2012. Tese de mestrado (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrónica Industrial e Computadores) Escola de Engenharia - Universidade do Minho. Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://intranet.dei.uminho.pt/gdmi/galeria/temas/pdf/48022.pdf>
- [5] *Slideshare – Pilhas e Baterias* [em linha] Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/MarioTimotius/emobilidade-pilhas-e-baterias>
- [6] *Telwin - TIPOS DE BATERIAS* [em linha] Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://professionalbatterychargers.com/pt/tipologia+di+batterie>
- [7] *MaCamp Campismo - Uma Aula sobre Baterias* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://macamp.com.br/uma_aula_sobre_baterias/
- [8] *ITACA - A Guide To Lead-Acid Batteries - Part 1: How Lead-Acid Batteries Work* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.itacanet.org/a-guide-to-lead-acid-battries/part-1-how-lead-acid-batteries-work/>
- [9] SANTOS, Erick Waghetti; MATSUMOTO, Ricardo Seiji - *DIBB – Dimensionador de banco de Baterias* [em linha] Curitiba – Brasil, 2010. Graduação (Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Paraná. Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/ufpr2/tccs/160.pdf>

- [10] SOUSA, Cristina; MURTA, Joel - *Baterias* [em linha] Escola Superior de Tecnologia - Instituto Superior Politécnico de Viseu. Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://79.143.185.28/docs/baterias.pdf>
- [11] *O Setor Elétrico – Edição 64 – Condicionamento de energia - Capítulo V - História da bateria* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed64_fasc_condicionamento_cap5.pdf
- [12] *STA Sistemas e Tecnologia Aplicada - Vantagens e Limitações das Baterias Chumbo-Ácido* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-chumbo-acido>
- [13] *TIPOS DE BATERIAS* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: http://www.altogagreen.com/sf/if/pt/powerbank/power_bat.htm
- [14] *Bosch - Energia portátil: baterias para o lazer e para a iluminação* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://pt.bosch-automotive.com/pt/internet/parts/parts_and_accessories/specials_1/leisure/batteries_6/batteries_leisure_special_parts.html
- [15] ONUDI - Observatório de Energias Renováveis para América Latina e Caribe - *PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS - Energia Solar Fotovoltaica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.renenergyobservatory.org/br/programa-de-capacitacao.html>
- [16] *Home Power - Understanding Batteries for Your RE System* [em linha] Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://www.homepower.com/articles/solar-electricity/equipment-products/understanding-batteries-your-re-system>
- [17] *Advanced Power Products - Battery Types and a Comparison of Each* [em linha] Acesso em: março de 2016. Disponível em: <http://www.advancedpowerproducts.com/marinecomps.php>
- [18] *Nobreak - Comparativo – Baterias AGM X GEL* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.nobreak.net/baterias/comparativo-baterias-agm-x-gel/>
- [19] CHAGAS, Marcos Wilson Pereira – *Novas Tecnologias para Avaliação de Baterias* [em linha] Curitiba – Brasil, 2007. Tese de Mestrado (Desenvolvimento de Tecnologia) - IEP Instituto de Engenharia do Paraná/LACTEC. Acesso em: junho de 2016. Disponível

em:

<http://sistemas.institutoslactec.org.br/mestrado/dissertacoes/arquivos/MarcosWilson.pdf>

[20] *Ultracell UCG150-12* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

<http://ultracell.net/datasheets/UCG150-12.pdf>

[21] GARRIDO, Emmanuel Loureiro - *Concepção e Certificação de Nova Geração de Candeeiros de Iluminação Pública* [em linha] Porto – Portugal, 2010. Tese de mestrado (Engenharia Eletrotécnica e de Computadores - Major de Energia), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:

http://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index_ficheiros/Page666.htm

[22] CARNEIRO, Joaquim – *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos – Sistemas ligados à rede e sistemas autónomos* [em linha] Guimarães – Portugal, 2009. Projeto Interdisciplinar II (Engenharia Têxtil), Departamento de Física – Campus de Azurém – Universidade do Minho. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:

<https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%20DE%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>

[23] *Full Wave Marine - AGM BATTERIES - TECHNICAL INFO AND WHY?* [em linha]

Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:

<http://www.fullwavemarine.com/AGMBatteryinfo.html>

[24] *AutoSolar - Bateria AGM 12V 160Ah UPower Monoblock SP160* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <https://autosolar.es/pdf/U-Power-UP-SP160.pdf>

[25] PEIXOTO, Rafael Lima - *MONITORAMENTO DA DESCARGA DE BATERIA COM O USO DE MICROPROCESSADOR ARM* [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2012. Graduação (Engenheiro Eletricista) Departamento de Engenharia Elétrica – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:

<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005184.pdf>

[26] *MPPT Solar – Como conectar várias baterias em série e em paralelo* [em linha]

Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.mpptsolar.com/pt/baterias-serie-paralelo.html>

[27] CGTI - Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação - *Envelhecimento Acelerado de Baterias Chumbo-ácidas Estacionárias para Diagnósticos de Falhas e Expectativa de Substituição* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

<http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/04/Envelhecimento-Acelerado-de-Baterias-Chumbo-a%CC%81cidos-Estaciona%CC%81rias-para-Diagno%CC%81sticos-de-Falhas-e-Expectativa-de-Substituic%CC%A7a%CC%83o.pdf>

[28] KARASINSKI, Carlos Alberto; DIAS, Edson da Silva - *GUIA PARA APLICAÇÃO E MANUTENÇÃO DE BANCO DE BATERIAS* [em linha] Curitiba – Brasil, 2003. Graduação (Engenheiro Eletricista) Departamento Acadêmico de Eletrotécnica - Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná. Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/engenharia/tcc/monografia_guia_aplicacao_baterias_2003.pdf

[29] SANHUEZA, Abel Edmundo Chacón - *Desenvolvimentos na indústria de acumulação de energia em baterias chumbo-ácido: processos alternativos de recuperação de chumbo* [em linha] Bauru – Brasil, 2007. Tese (Programa de Pós-Graduação em Ciência e Tecnologia de Materiais) Universidade Estadual Paulista. Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

http://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/100922/chaconsanhueza_ae_dr_bauru_prot.pdf?sequence=1

[30] PEREIRA, Filipe Alexandre de Sousa; OLIVEIRA, Manuel Ângelo Sarmiento de - *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica* – 1ª Edição Porto: PUBLINDÚSTRIA, 2015

[31] GREENPRO - *Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projeto e instalação*. [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em:

<http://www.greenpro.de/po/index.html>

[32] engenharia solenerg - *A BATERIA ESTACIONÁRIA PARA GERADORES FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS* - [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

<http://www.solenerg.com.br/files/A-bateria-estacionaria-em-geradores-fotovoltaicos-autonomos.pdf>

[33] FADIGAS, Eliane Aparecida Faria Amaral - *Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica* [em linha] Escola Politécnica Universidade de São Paulo. Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

https://disciplinas.stoa.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf

5. Controlador de Carga

Quando a tensão dos painéis FV é superior à tensão das baterias, as baterias são carregadas e quando a tensão dos painéis é inferior à tensão das baterias a corrente é inversa. A tensão de carga dos painéis, não deve ser superior a um limite porque cargas muito rápidas diminuem a vida útil das baterias sendo necessário estar num ponto ótimo de funcionamento. Nas baterias não deve ocorrer descargas profundas para não diminuir também a vida útil [1].

Num sistema FV com baterias é necessário um controlador de carga que controle o fluxo de energia entre os módulos FV, baterias, cargas CC ou inversor CC/CA e otimize a vida útil das baterias [2, 3].

Um controlador mede a tensão da bateria, determina o estado de carga e faz o controlo da intensidade de corrente que flui para as baterias [3].

Um controlador de carga tem o objetivo de:

- monitorizar o sistema fotovoltaico com medidores digitais ou analógicos, LEDs indicadores ou alarmes de advertência [3]
- proteger a bateria de sobrecargas, isto é, quando a bateria atinge o valor da tensão da bateria totalmente carregada, aproximadamente 14 V para uma bateria de Pb-ácido de 12 V nominais, o controlador de carga desconeta os painéis FV impedindo que a corrente elétrica flua dos painéis para as baterias parando o processo de carga [3, 4]
- proteger a bateria de descargas profundas desligando a saída de corrente da bateria [3]
- bloquear a corrente inversa através de díodos de bloqueio e desconetando os painéis FV impedindo que a corrente elétrica flua das baterias para os painéis [1, 3]
- manter segurança da instalação, acionando alarmes quando ocorre algum problema [5]
- fazer o controlo automático de outras cargas, cargas secundárias, como por exemplo, lâmpadas, bombas de água, etc. através de temporizadores ou interruptores [3]

- pode ainda incorporar um sensor de temperatura de modo a compensar os efeitos da variação de temperatura aos parâmetros da bateria quando as baterias são instaladas numa área não climatizada [3, 5].

Um controlador de carga é selecionado em função da tensão do sistema FV e da corrente de curto-circuito dos painéis fotovoltaicos em condições normais de medida com um fator de segurança de normalidade de 1,25 porque a intensidade da radiação solar pode ser superior a 1000 W/m^2 [6].

O controlador controla a carga de uma bateria através de 4 níveis de tensão:

- **tensão de regulação máxima** (VR, do inglês Voltage Regulation) é a tensão máxima da bateria para não atingir a sobrecarga. O controlador desconeta os painéis fotovoltaicos à bateria ou interrompe gradualmente a corrente média.
- **tensão de reconexão dos painéis** (ARV, do inglês Array Reconnect Voltage) é o valor da tensão ao qual o controlador volta a ligar os painéis fotovoltaicos à bateria.
- **tensão de reconexão de cargas** (LRV, do inglês Load Reconnect Voltage) é o valor da tensão ao qual o controlador volta a ligar a bateria às cargas de consumo.
- **tensão de desconexão por baixa carga** (LVD, do inglês Low Voltage Load Disconnect) é a tensão mínima da bateria para não exceder a profundidade de descarga recomendada à bateria. O controlador desconeta a bateria às cargas de consumo.

Na bateria ocorre também:

- **histerese da tensão de regulação** é quando a tensão atinge o valor VR e interrompe a corrente de carga levando ao decréscimo da diferença de potencial entre os polos da bateria. Os painéis FV permanecem desconectados da bateria até que ARV é alcançada podendo, novamente, os painéis fornecerem energia à bateria. Quanto mais a tensão se aproximar de VR menor é o fluxo de corrente para as baterias.
- **histerese da tensão de desconexão** é quando a tensão atinge o valor LVD e interrompe a entrega da corrente da bateria às cargas. A bateria permanece desconectada às cargas até que LRV é alcançada podendo, novamente, fornecer

corrente das baterias para as cargas de consumo. Após a desconexão, a tensão em aberto da bateria tende a subir espontaneamente, quer por falta de corrente ou por uma questão físico-química. A histerese da tensão de desconexão é necessária porque evita que o painel FV seja reconetado à bateria a partir da subida da tensão logo após a desconexão da bateria. Também a injeção de corrente pelo painel FV eleva a tensão da bateria, mesmo sem esta ter recebido suficiente carga, justificando ainda mais a existência de uma histerese (Figura 5.1) [6, 7].

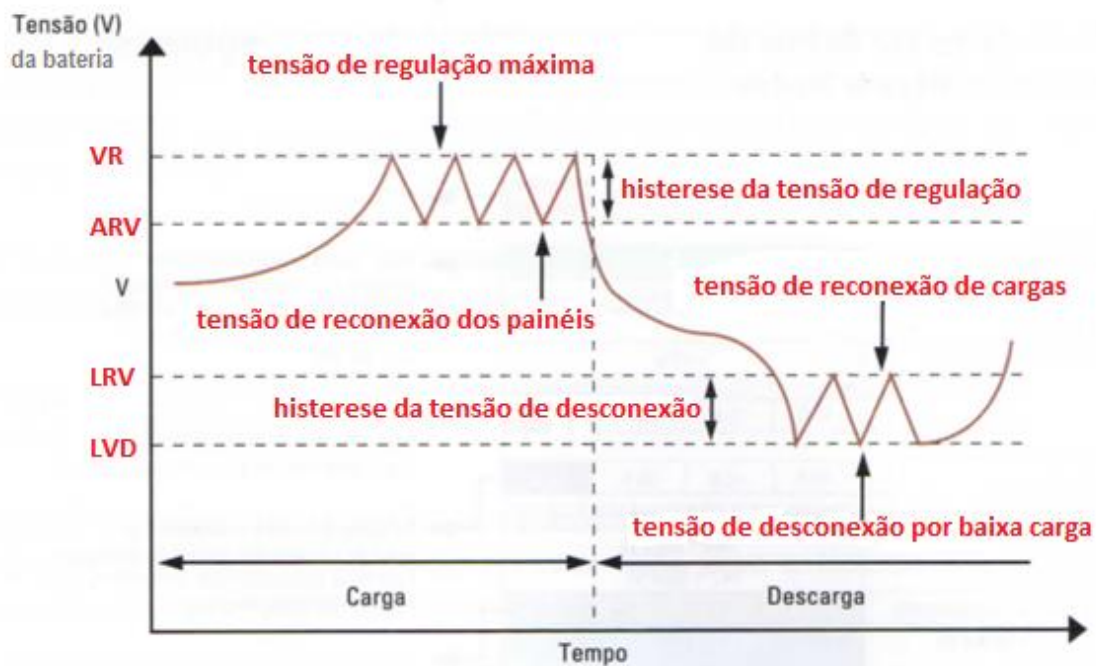


Figura 5.1 – gráfico com os níveis de tensão da bateria [6, 7]

5.1 - Tipos de controladores de carga

O controlo dos processos de carga e descarga é feito pela comutação dos interruptores eletrónicos e existem 2 tipos de configuração da construção física dos controladores de carga: o controlador tipo série e o controlador tipo shunt ou paralelo.

O **controlador tipo série** incorpora um interruptor, isto é, um relé ou um transístor (IGBTs ou MOSFETs) entre o painel FV e a bateria, um díodo de bloqueio, um detetor de tensão e um dispositivo de controlo como por exemplo um microcontrolador, que gere

o processo de carga e descarga das baterias através da análise dos valores de tensão lidos. O interruptor está em série com o painel (Figura 5.2) [8].

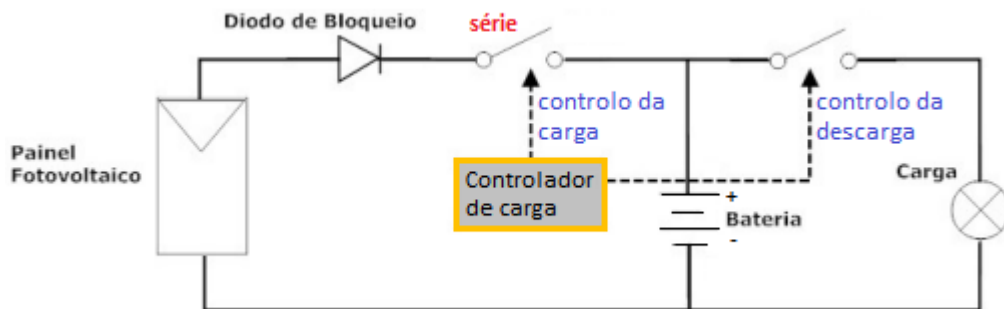


Figura 5.2 - controlador de série. [1]

Quando a bateria está carregada, o interruptor que controla a carga abre e pára o fornecimento de energia do painel FV à bateria. Também se a radiação solar não é suficiente, por exemplo à noite, o painel FV tem baixa tensão de saída gerando corrente inversa, o interruptor abre para desconectar a ligação à bateria.

Quando a profundidade máxima de descarga admissível é atingida, o interruptor que controla a descarga abre e pára o fornecimento de energia da bateria à carga. O diodo de bloqueio impede que a bateria fique em curto-circuito e bloqueia a corrente inversa que pode circular da bateria para o painel evitando que se degrade [2, 8, 9].

O controlador tipo série é geralmente usado em sistemas com corrente mais elevada. Em relação aos outros tipos, tem como vantagem a tensão mais baixa nos terminais do interruptor e a desvantagem é que o interruptor aumenta a queda de tensão entre painéis e baterias [2].

O **controlador tipo shunt ou paralelo** incorpora um relé ou um transístor entre o painel FV e a bateria, um diodo de bloqueio, um detetor de tensão e um dispositivo de controlo.

O interruptor, neste caso, está em paralelo com o painel (Figura 5.3) [8].

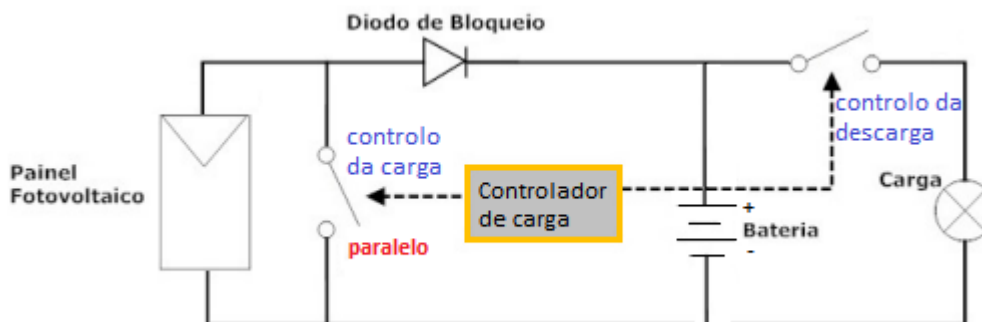


Figura 5.3 – Sistema FV com controlador shunt. [1]

Quando a bateria está carregada, o interruptor fecha-se colocando em curto-circuito o painel e a bateria, parando ou reduzindo o fornecimento de energia do painel FV à bateria, isto é, parte da corrente fornecida pelo painel FV é desviada através do interruptor em paralelo com a bateria e apenas uma pequena quantidade desta corrente continua carregando a bateria [5].

Quando a profundidade máxima de descarga admissível é atingida, o interruptor que controla a descarga abre e pára o fornecimento de energia da bateria à carga.

Neste controlador também é necessário o díodo de bloqueio.

A dissipação térmica que pode ocorrer no interruptor pode ser considerável para correntes elevadas, o interruptor deve suportar a tensão total dos painéis e podem surgir problemas de sobretensões [2]. Este tipo de controlador consome menos energia, é mais eficiente com as baterias e é o mais utilizado [1].

Um controlador de carga tipo série ou tipo shunt pode ter controlo ON/OFF ou um controlo de carga por modulação por largura de pulso (PWM, do inglês Pulse Width Modulation).

Também existe o controlo através de um sistema de rastreio do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês Maximum Power Point Tracking) no qual integra um conversor CC/CC.

O controlo ON/OFF é um controlo através de um interruptor liga/desliga que atua de acordo com os 4 níveis de tensão da bateria mencionados anteriormente.

Os **controladores de carga por PWM** enviam uma série de pulsos de carregamento para a bateria através do interruptor "on-off" (Figura 5.4).

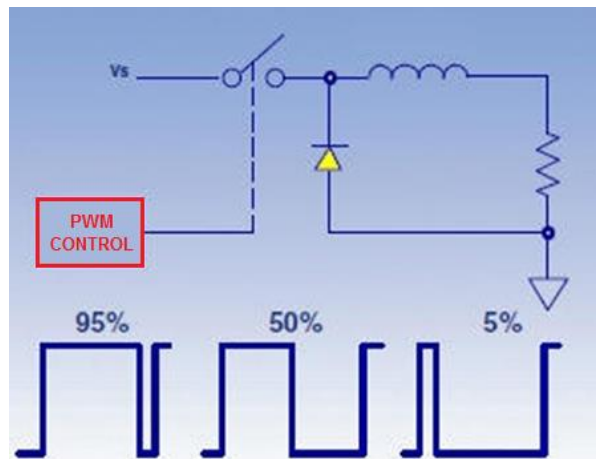


Figura 5.4 - controlador de carga por modulação por largura de pulso (PWM) [10]

Os controladores de carga PWM regulam a tensão e corrente elétrica do painel para que a tensão nos terminais da bateria seja constante. O controlador verifica constantemente o estado da bateria para enviar pulsos com determinada rapidez (duty cycle) ou determinada largura para manter a tensão constante da bateria. Para uma bateria descarregada, os pulsos seriam muito longos e de forma quase contínua, ou o controlador pode entrar em modo "full on". Para uma bateria totalmente carregada, o controlador de carga PWM pode enviar, a cada intervalo de tempo, um pulso curto para a bateria [9].

Os controladores de carga em paralelo e em série também podem ter perdas de 10 a 40% dependendo da tensão da bateria, da radiação solar e da temperatura, por este motivo existe, também, o **controlador com sistema de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)** para aproveitar a máxima energia disponível [11].

O controlador MPPT utiliza um inversor CC/CC conectado logo na saída do painel fotovoltaico que regula o valor da tensão e da corrente elétrica ao valor da potência máxima do painel fotovoltaico (Figura 5.5).

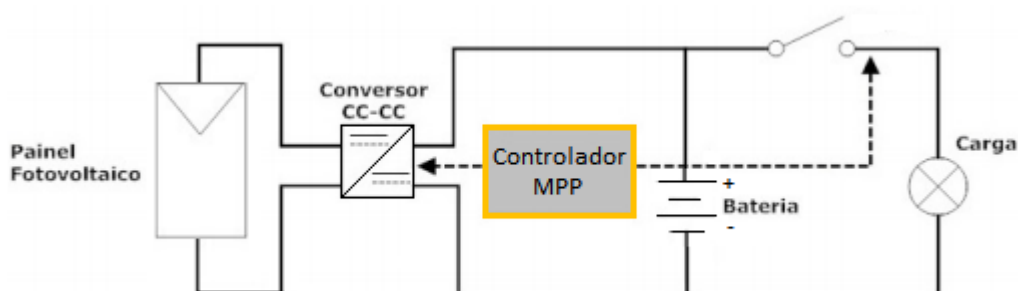


Figura 5.5 - Sistema fotovoltaico com controlador MPPT. [1]

Os controladores MPPT são os mais eficientes, trabalham numa gama alargada de temperaturas, têm um custo mais elevado e geralmente são utilizados para sistemas com potência instalada superior a 500W, isto por causa das perdas que podem ocorrer no inversor CC/CC [1, 2].

Um controlador usado na DAPE é, por exemplo, victron energy BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35 (Figura 5.6).



Figura 5.6 - victron energy BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35. [12]

O controlador de carga BlueSolar carrega uma bateria a partir dos painéis FV de tensão nominal superior à tensão nominal da bateria e ajusta automaticamente a tensão da bateria para 12 V, 24 V ou 48 V e utiliza-se um software para selecionar 36 V se necessário [13].

A ficha técnica do controlador de carga BlueSolar é apresentado na figura 5.7.

BlueSolar Charge Controller	MPPT 150/35
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)
Rated charge current	35A
Maximum PV power 1a, b)	12V: 500W / 24V: 1000W / 36V: 1500W / 48V: 2000W
Maximum PV open circuit voltage	150V absolute maximum coldest conditions 145V start-up and operating maximum
Maximum efficiency	98%
Self-consumption	0,0o1 mA (1 μ A)
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable)
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable)
Charge algorithm	multi-stage adaptive
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -68 mV / $^{\circ}$ C
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity Output short circuit Over-temperature
Operating temperature	-30 to +60 $^{\circ}$ C (full rated output up to 40 $^{\circ}$ C)
Humidity	95%, non-condensing
Data communication port	VE.Direct See the data communication white paper on our website
ENCLOSURE	
Colour	Blue (RAL 5012)
Power terminals	13 mm ² / AWG6
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)
Weight	1,25 kg
Dimensions (h x w x d)	130 x 186 x 70 mm
STANDARDS	
Safety	EN/IEC 62109
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power to the stated maximum. 1b) PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter minimum PV voltage is Vbat + 1V.	

Figura 5.7 - Ficha técnica do controlador de carga BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35. [13]

As ligações do sistema FV ao controlador de carga são apresentadas na figura 5.8.

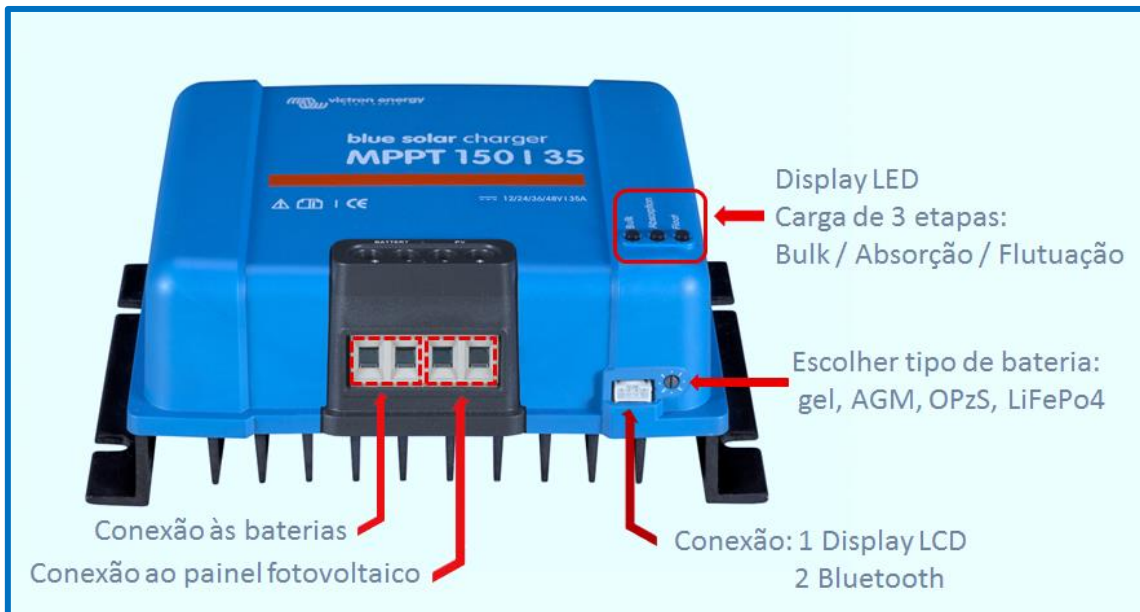


Figura 5.8 - ligações do sistema FV ao controlador de carga BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35. [13] (adaptado)

O modo de carga da bateria é realizado por 3 etapas neste controlador:

- **etapa de carga principal** é a primeira etapa no processo e fornece às baterias uma corrente constante para recarregar rapidamente as baterias até ao limite da tensão de carga.
- **etapa de absorção** é a segunda etapa da carga da bateria e fornece uma tensão constante à bateria. A corrente consumida pelas baterias é lentamente reduzida até um nível pré-estabelecido.
- **etapa de flutuação** é a terceira etapa da carga da bateria e opera com tensão constante, mantendo a bateria com carga completa por longo período de tempo, compensando efeitos de auto-descarga. Se a tensão cair em função de um consumo da carga, a corrente pode aumentar até a corrente nominal, ou seja, mantém uma carga de manutenção nas baterias sempre que a corrente elétrica estiver presente na entrada.

Também existe uma outra etapa (opcional) denominada de **equalização**. Vários fabricantes de baterias recomendam o carregamento por equalização periódico para nivelar a tensão entre as células individuais, melhorando o desempenho e a vida da bateria porque o eletrólito da bateria, com o tempo, pode ficar estratificado, resultando

em áreas inativas no material da placa. Se esta condição continuar por longos períodos, as placas da bateria podem sofrer sulfuração e ficarem inutilizável. A equalização das baterias é um método de sobrecarga, ou seja, há um aumento da tensão da bateria acima da tensão padrão de absorção, o que reativa as áreas não usadas do material da placa e liberta gases do eletrólito, impedindo a estratificação do eletrólito, equaliza as tensões das células individuais da bateria e restaura a bateria para um estado completo de carga (Figura 5.9) [14, 15, 16].

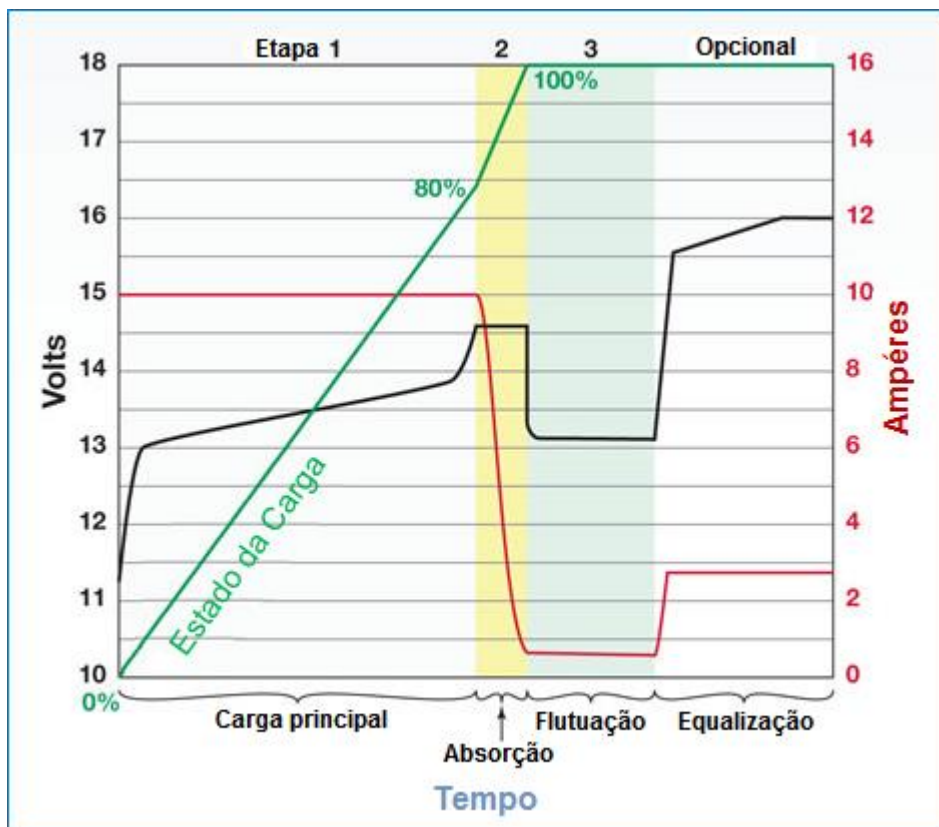


Figura 5.9 - Etapas de carga de uma bateria realizada pelo controlador solar. [17] (adaptado)

O tempo de vida útil dos controladores de carga são geralmente de 10 anos e têm garantia de 1 anos.

Referências bibliográficas

- [1] SERRÃO, Marcos António dos Santos - *Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma casa de veraneio em pouso da Cajaíba-Paraty* [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2010. Graduação (Engenheiro Eletricista) Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000620.pdf>
- [2] e-LEE – *Energia Solar - Componentes de um sistema fotovoltaico* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Principes/Composants.htm>
- [3] *Minha Casa Solar - Controlador de Carga e Descarga* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://www.inventhar.com.br/casasolar/saiba-controlador.php>
- [4] LEVA, Flávia Fernandes de, SALERNO, Carlos Henrique, CAMACHO, José Roberto et al. *Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico - 5º Encontro de Energia no Meio Rural*. Campinas – São Paulo, 2004 [em linha]. Acesso em: abril de 2016. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000200020&script=sci_arttext
- [5] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António - *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2014. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.
Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [6] PEREIRA, Filipe Alexandre de Sousa; OLIVEIRA, Manuel Ângelo Sarmento de - *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica – 1ª Edição* Porto: PUBLINDÚSTRIA, 2015
- [7] SAAD, Marcelo da Costa - *CONTROLADOR DE CARGA E DESCARGA DE BATERIAS, MICROCONTROLADO COM PIC, COM APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA EM GERAL, INCLUINDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS* [em linha] Rio de Janeiro

– Brasil, 2012. Graduação (Engenharia de Controle e Automação) Universidade Católica do Rio de Janeiro. Acesso em: abril de 2016. Disponível em:

<http://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/20880/20880.PDF>

[8] GARRIDO, Emmanuel Loureiro - *Concepção e Certificação de Nova Geração de Candeeiros de Iluminação Pública* [em linha] Porto – Portugal, 2010. Tese de mestrado (Engenharia Eletrotécnica e de Computadores - Major de Energia), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:

http://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index_ficheiros/Page849.htm

[9] *Sustentabilidade Energética Solar Térmica e Eólica - Como trabalha os Controladores Solar PWM MPPT? "Fotovoltaico"* [em linha] Acesso em: abril de 2016.

Disponível em: <http://solventoenergia.blogspot.pt/2014/08/como-trabalha-os-controladores-solar.html>

[10] *Green Energy - Solar Energy - Charge controllers to provide proper charge electric current and to prevents batteries overcharging* [em linha] Acesso em: abril de 2016.

Disponível em: <https://sites.google.com/site/reetech/inverter/solar-charge-controllers>

[11] CARNEIRO, Joaquim – *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos – Sistemas ligados à rede e sistemas autónomos* [em linha] Guimarães – Portugal, 2009. Projeto Interdisciplinar II (Engenharia Têxtil), Departamento de Física – Campus de Azurém – Universidade do Minho. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em:

<https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%20DE%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>

[12] *victron energy - BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em:

https://www.victronenergy.pt/upload/cache/1467372080_upload_documents_1600640-BlueSolar-charge-controller-150-35_top.png

[13] *victron energy - BlueSolar Charge Controller MPPT 150/35* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em:

<https://www.victronenergy.pt/upload/documents/Datasheet-BlueSolar-charge-controller-MPPT-150-35-EN.pdf>

- [14] *Schneider Electric - Inversor/Carregador Conext™ SW - Processo de carga de vários estágios* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: http://solar.schneider-electric.com/wp-content/uploads/2014/06/OM201212_Conext-SW_Owners-Guide-120-240VAC_POR975-0638-08-01_Rev-A.pdf
- [15] *SunSaver MPPT - Manual de Instalação e Operação - Informações de Carregamento da Bateria* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://www.morningstarcorp.com/wp-content/uploads/2014/02/SSMPPT-Manual-Portuguese.pdf>
- [16] *MOBATT 200 CARREGADOR DE BATERIAS* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://www.varixx.com.br/static/uploads/products/37175ad9e26f6f6ad3fdcf1ea607fc4f1a385.pdf>
- [17] *Home Power - 2012 Charge Controller Buyer's Guide* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://www.homepower.com/articles/solar-electricity/equipment-products/2012-charge-controller-buyers-guide>

6. Outros Equipamentos Associados

Os sistemas FV são compostos por equipamentos além daqueles anteriormente mencionados, tais como a estrutura de suporte, condutores, interruptores, equipamentos de proteção.

6.1. Condutores ou cablagem

O sistema FV tem diferentes cabos elétricos conforme a aplicação e cumprem requisitos específicos.

Os cabos solares fazem a ligação elétrica dos módulos FV que compõem o painel FV e fazem também a ligação elétrica à caixa de junção do painel e ao inversor.

A cablagem para distâncias inferiores a 100 metros tem de secção 4 mm^2 e para distâncias iguais ou superiores a 100 metros tem de secção 6 mm^2 .

Os cabos solares negativos e positivos ligam os painéis FV ao inversor (Figuras 6.1, 6.2 e 6.3)



Figura 6.0.1 - cabo solar negativo 4 mm^2 que liga os painéis ao inversor. Foto do autor.



Figura 6.2 – cabo solar positivo de 4mm² que liga os painéis ao inversor. Foto do autor.

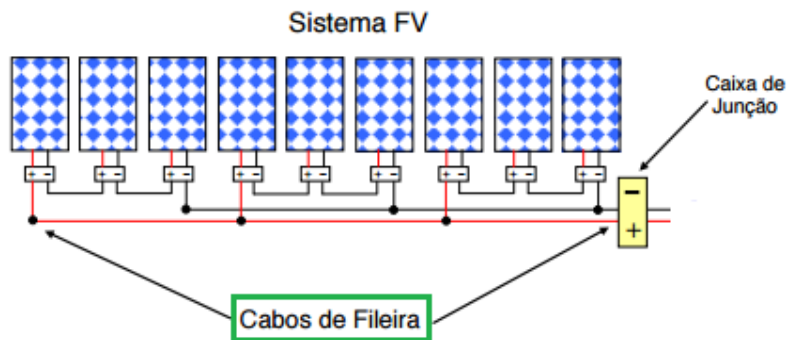


Figura 6.3 - cabos de módulos ou cabos de fileiras. [1]

Estes cabos protegem o sistema FV de falhas de terra e curto-circuitos, por isso, não são colocados lado a lado, no mesmo cabo, os condutores positivos e negativos. Os cabos solares dos módulos são cabos individuais de duplo isolamento, têm resistência a temperaturas no intervalo de -55°C e 125°C, resistência aos raios ultravioletas e ao clima, e têm estabilidade mecânica á compressão, tensão, torção e dureza.

Os cabos solares dos módulos PV têm cores vermelha e preta.

O cabo principal CC é o cabo que liga a caixa de junção do painel fotovoltaico ao inversor (Figura 6.4).

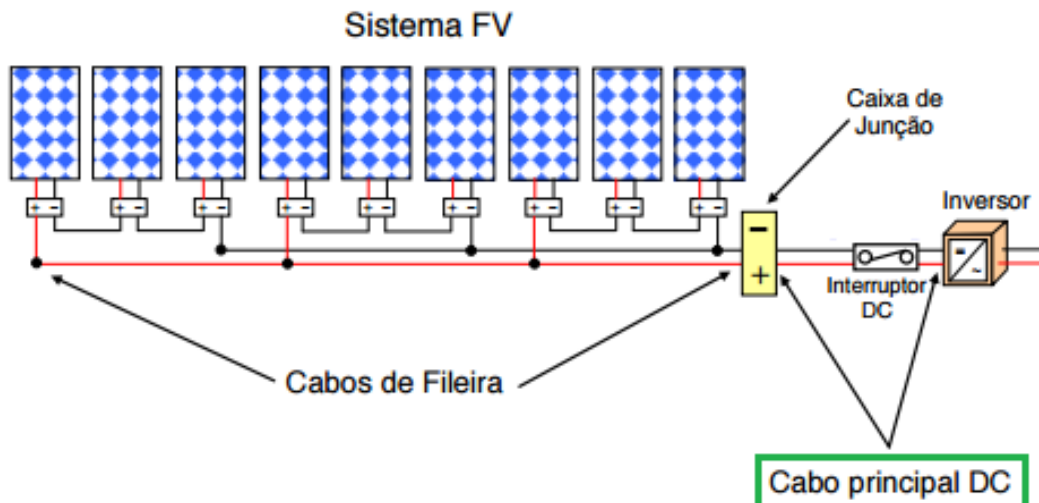


Figura 6.4 - cabo principal CC. [1]

O cabo principal CC é sensível à radiação ultravioleta, por isso, a caixa de junção deve ser instalada num ambiente interno e se não for possível o cabo principal CC deve ser entubado para não ficar danificado.

O cabo de ligação CA designa-se por cabo do ramal CA e liga o inversor á rede é composto também por um quadro de proteção (Figura 6.5).

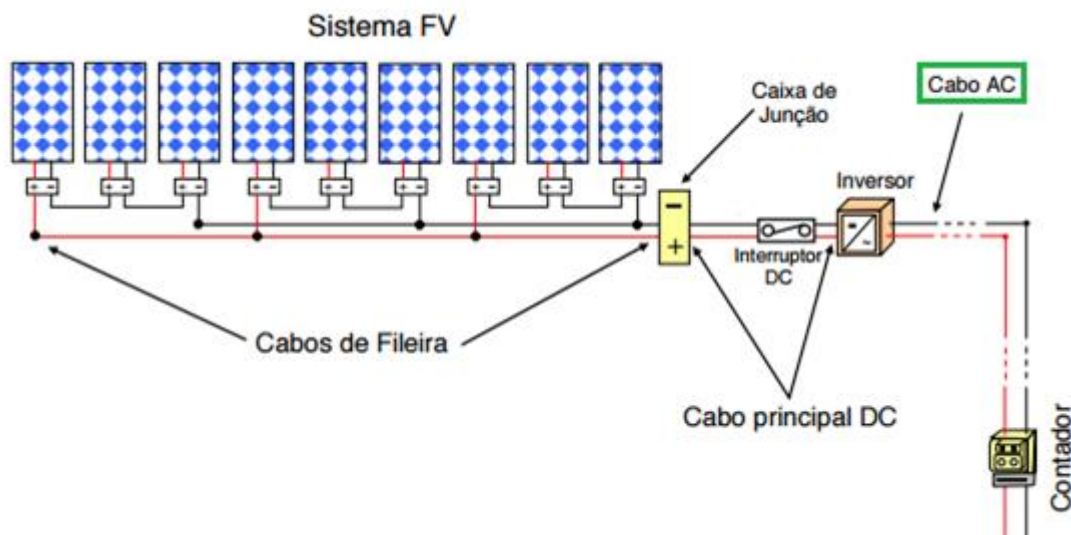


Figura 6.5 - cabo do ramal CA. [1]

Para um inversor monofásico é usado um cabo do ramal de 3 polos, e para um inversor trifásico é usado um cabo do ramal de 5 polos (Figura 6.6).

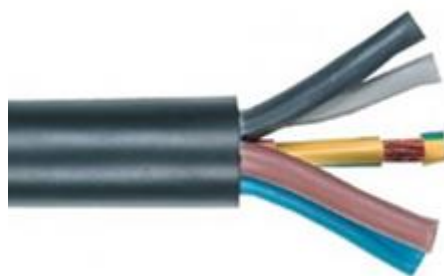


Figura 6.6 - cabo do ramal XV ou FVV de 5 polos que liga o inversor ao quadro de proteção. Os condutores de ligação trifásica têm 5 polos: L1 de cor castanha, L2 de cor preta, L3 de cor cinza, neutro de cor azul e fio terra de verde e amarelo.[5]

Quanto ao **quadro de proteção CA** é composto por disjuntores e interruptores diferenciais. Os **disjuntores** protegem de sobrecargas ou curto-circuitos, disparando e cortando a ligação elétrica do sistema fotovoltaico, isolando-o da rede elétrica, e os disjuntores podem depois ser de novo rearmados. Os disjuntores diferenciais protegem da corrente residual-diferencial, verificando a corrente de ida e volta nos condutores e se a diferença entre correntes for superior a 30mA disparam o disjuntor. Um **interruptor diferencial** faz a proteção diferencial, isto é, faz a proteção contra as correntes de fuga. O equipamento ou quadro de proteção CA usado na empresa DAPE é explicado no capítulo seguinte do autoconsumo.

No sistema FV é também usado um **interruptor principal CC**, como demonstra as figuras anteriores, para cortar a ligação e isolar o painel FV do inversor quando ocorre defeitos ou realizam-se trabalhos de manutenção ou de reparação. A introdução do interruptor principal CC segue a norma IEC 60364-7-712 “Instalações elétricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais - sistemas solares fotovoltaicos” e deve ser dimensionado para a tensão máxima em circuito aberto do painel ou gerador solar, a uma temperatura de -10°C , e também para a corrente máxima do painel, ou seja, para a corrente de curto-circuito em condições CTS [1].

6.2 - Estrutura de suporte

A estrutura de suporte interliga, agrupa, fixa e sustenta os painéis FV instalados nas residências, serviços, agricultura ou indústria.

As estruturas de suporte devem resistir ao peso dos painéis FV e às intempéries, como ventos e chuvas, e não prejudicar a estabilidade da edificação.

A dilatação térmica da estrutura de suporte não deve causar danos aos painéis FV e a estrutura de suporte não deve também comprometer o escoamento da água pelo telhado (sistema rooftop) e a resistência da estrutura do telhado.

Os parafusos, porcas e anilhas utilizados na instalação devem ser de aço inoxidável.

Há diversos tipos de estruturas, geralmente são estruturas metálicas de alumínio ou aço inox, e a mais utilizada pela empresa DAPE é a de alumínio (Figura 6.7).



Figura 6.7 - corte e montagem de uma estrutura de suporte em alumínio. Foto do autor.

Se a estrutura de suporte for feita de um metal diferente da estrutura dos painéis, deve-se isolar o contacto entre metais diferentes para evitar a corrosão galvânica que ocorre quando metais ou ligas com potenciais eletroquímicos diferentes são acoplados um ao outro.

A estrutura de suporte pode ser com inclinação fixa, com ângulo de inclinação ajustável, ou através de um mecanismo seguindo a melhor radiação solar, os seguidores solares (em inglês, trackers).

A estrutura metálica com inclinação fixa é uma estrutura que envolve menores esforços na instalação e menores gastos com manutenções mais apropriada para sistemas solares residenciais. Esta estrutura é fixada segundo a inclinação ótima dos painéis FV, onde os painéis recebem uma maior incidência de radiação solar e menores interferências.

A estrutura fixa com ângulo de inclinação ajustável é um tipo de estrutura mais eficiente porque pode-se ajustar o ângulo de inclinação dos painéis, em determinados períodos

do dia e também ás diferentes épocas do ano com maior incidência de radiação solar, aumentando significativamente a produção anual de energia elétrica.

Os seguidores solares ou trackers envolvem um mecanismo para mover 1 ou 2 eixos, de modo a que os painéis FV acompanhem o percurso solar tanto ao longo do dia, quanto ao longo do ano, permitindo obter a orientação mais favorável para maiores absorções de radiação solar. Esta tecnologia consegue maior produção de energia elétrica, contudo apresenta custos mais elevados que os das estruturas fixas por exigir motores nas bases e eixos, a manutenção é mais cara e a realização dos movimentos implicam um maior gasto de energia [2].

Atualmente são pouco usados.

O tipo de seguidor que se escolhe para a instalação solar FV depende da localidade, a área de ocupação no terreno e qual o ganho de energia solar.

Existem diversos tipos de seguidores solares, e os mais utilizados são:

- seguidor de eixo horizontal
- seguidor de eixo vertical ou de azimute
- seguidor de um eixo polar (inclinado á latitude do lugar)
- seguidor de 2 eixos

O seguidor de eixo horizontal movimenta o painel FV numa rotação sobre um eixo paralelo à superfície da Terra e pode estar orientado nas direções Norte-Sul ou Este-Oeste.

Se o eixo de rotação está orientado na direção Norte-Sul, o seguidor segue o azimute solar.

Se o eixo está orientado na direção Este-Oeste, o seguidor acompanha a altura solar (Figura 6.8).

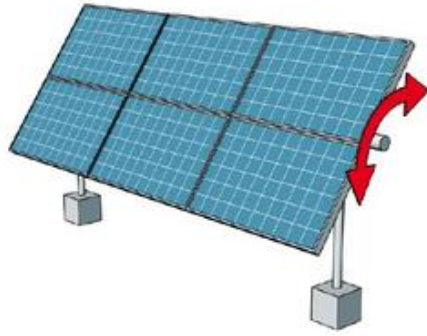


Figura 6.8 - seguidor de eixo horizontal. [4]

O seguidor de um eixo vertical ou seguidor azimutal movimenta o painel FV num eixo vertical. O painel tem um ângulo igual á latitude e move-se seguindo o ângulo do azimute (Figura 6.9).

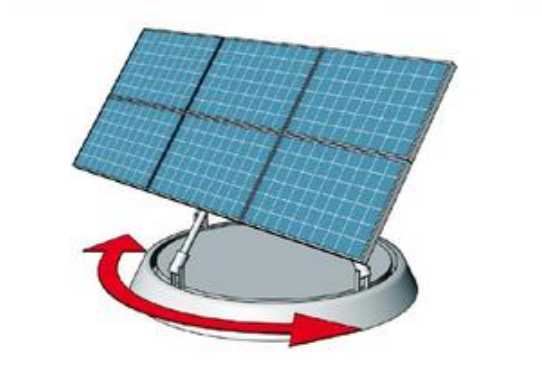


Figura 6.9 - seguidor de um eixo azimutal. [4]

O seguidor de um eixo polar movimenta o painel FV numa rotação sobre um eixo norte-sul inclinado num ângulo igual á latitude. O painel segue o ângulo horário solar, ou seja, o ângulo formado pelo plano do meridiano do lugar e a radiação solar direta. O ângulo varia 15° a cada hora, sendo o ângulo horário 0° ao meio-dia solar, negativo antes do meio-dia solar e positivo depois do meio-dia solar (Figura 6.10).



Figura 6.10 - seguidor de um eixo polar. [4]

O seguidor de 2 eixos movimenta o painel FV de modo que a superfície do painel esteja todo o momento perpendicular aos raios solares captando o máximo da energia solar. O painel move-se seguindo o ângulo da altura solar e do azimute (Figura 6.11) [3].

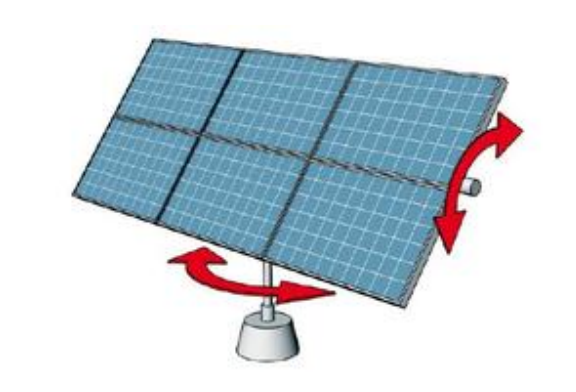


Figura 6.11 - seguidor de 2 eixos. [4]



Figura 6.12 – sistema FV com painéis FV, seguidor de 2 eixos e quadro de funcionamento do seguidor e de proteção instalado pela DAPE. Foto do autor.

Referências bibliográficas

- [1] CARNEIRO, Joaquim – *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos – Sistemas ligados à rede e sistemas autónomos* [em linha] Guimarães – Portugal, 2009. Projeto Interdisciplinar II (Engenharia Têxtil), Departamento de Física – Campus de Azurém – Universidade do Minho. Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%20DE%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>
- [2] eCycle - *Componentes do Sistema Solar Fotovoltaico: estruturas de suporte* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://www.ecycle.com.br/component/content/article/69-energia/3328-estrutura-suporte-termico-energia-fotovoltaica-como-funciona-captacao-kit-eletrica-eletricidade-vantagem-fonte-renovavel-limpa-meio-ambiente-eficiente-sustentavel-onde-comprar-custo-investimento-instalacao-telhado-residencia-casa-tracker-inclinacao-angulo.html>
- [3] LOPES, Dário Djon Delgado - *Desenvolvimento e implementação de um Sistema de Seguimento Solar Ativo para sistemas fotovoltaicos* [em linha] Lisboa – Portugal, 2009. Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia - Faculdade de Ciências - Universidade de Lisboa. Acesso em: dezembro de 2016. Disponível em: http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/24674/1/ulfc118619_tm_Dario_Lopes.pdf
- [4] Evolve India - *Solar tracker market expected to grow* [em linha] Acesso em: abril de 2016. Disponível em: <http://evolveindia.in/blog/2015/10/24/solar-tracker-market-expected-to-grow/>
- [5] castro eletrónica - *BOBINE CABO ELÉCTRICO 5X 2,5MM PRETO (100 MTS) FVV5G2.5* [em linha] Acesso em: dezembro de 2016. Disponível em: <https://www.castroelectronica.pt/product/bobine-cabo-electrico-5x-25mm-preto-100-mts>

7. Autoconsumo

Um **sistema fotovoltaico de autoconsumo** produz eletricidade proveniente do Sol para a agricultura, indústria, serviços e habitação e pode estar ligado ou não à RESP.

7.1 - Tipos de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo

Existem 2 tipos de sistemas FV de autoconsumo:

- o **sistema FV isolado ou autónomo** denomina-se também por sistema FV off-grid e tem aplicações domésticas e não domésticas
- e o **sistema FV ligado à RESP** denomina-se também por sistema FV on-grid com produção distribuída ou descentralizada ou com produção centralizada.

É apresentado na figura 7.1 os tipos de sistemas FV e exemplos [1].



Figura 7.1 - Tipos de sistemas FV de autoconsumo. [1]

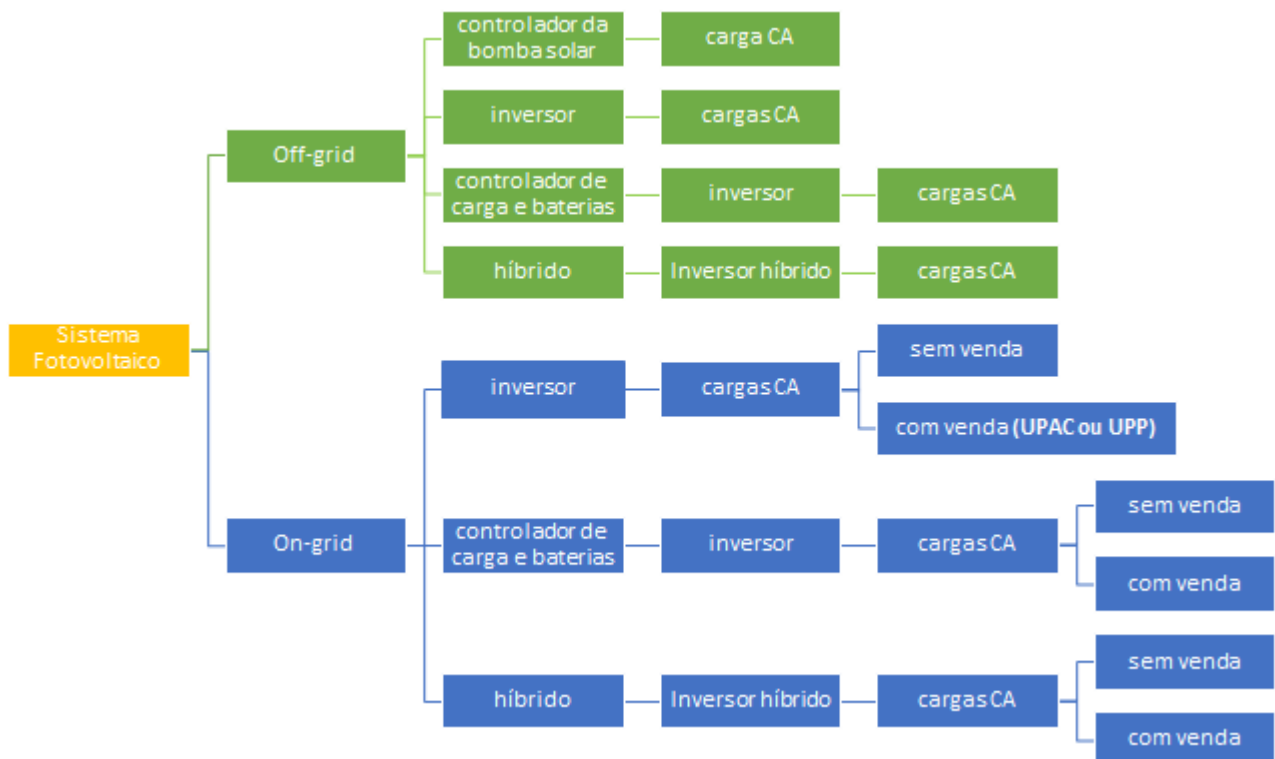
Em Portugal, o Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia classifica, segundo o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro, a **produção descentralizada de energia em sistemas fotovoltaicos on-grid** em 2 tipologias:

- **Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)**: sistema de autoconsumo de fonte renovável ou não renovável ligado à RESP, e a eletricidade produzida é injetada preferencialmente na instalação de consumo e o excedente pode ser vendido à RESP. Se a eletricidade produzida não é suficiente para a instalação de consumo, então a RESP passa a fornecer a eletricidade à instalação. A potência dos painéis fotovoltaicos da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação, ou seja, a potência máxima dada no inversor. Como exemplo, se o um

inversor for de 1300 kW, os painéis ligados não podem ter potência superior a 2600 kW. Também, a potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo. Se um contador for de 6.9 kVA, a potência do inversor tem de ser inferior.

- **Unidades de Pequena Produção (UPP):** a eletricidade é produzida numa única tecnologia de energias renováveis e a totalidade da eletricidade produzida é vendida á RESP e a instalação de consumo é alimentada exclusivamente pela RESP, **não é**, portanto, de **autoconsumo**. A potência de ligação da UPP ou potência máxima dada no inversor tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e a potência dada igual ou inferior a 250 kW. Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo [2, 3].

Os sistemas FV têm várias configurações de acordo com o objetivo pretendido. Na



empresa DAPE, o tipo de instalações é maioritariamente para alimentar cargas CA. A

Figura 7.2 – Exemplos de configurações de sistemas FV.
 O sistema FV on-grid com inversor e venda de eletricidade é UPAC ou UPP.
 Esquema do autor.

figura 7.2 apresenta alguns exemplos.

7.2 - Esquemas de ligação das unidades de produção fotovoltaicas

Todas as configurações, off-grid e on-grid, têm um quadro de proteção, composto por um interruptor diferencial e disjuntor térmico, e ligação á terra. Apesar dos controladores de carga e inversores possuírem um interruptor diferencial e um disjuntor, contudo é obrigatório um quadro de proteção em sistemas fotovoltaicos on-grid que vendem eletricidade, UPAC e UPP, e de modo a obterem o certificado pela Associação Certificadora de Instalações Elétricas (CERTIEL).

Um **interruptor diferencial** faz a proteção diferencial, isto é, faz a proteção contra as correntes de fuga. O interruptor diferencial tem ligado a fase e o neutro e a corrente que passa na fase é igual à do neutro. Quando há uma corrente de fuga, a corrente que passa na fase já não chega ao neutro porque uma parte vai para a terra e o fluxo na bobina é diferente de zero o que aciona o relé sobre o disparador, desligando o interruptor do circuito. O interruptor diferencial tem uma sensibilidade, isto é, uma corrente de regulação que é o valor de corrente de fuga que faz com que o disjuntor dispare. Um interruptor de maior sensibilidade deteta fugas de menores de corrente (Figura 7.3) [19].

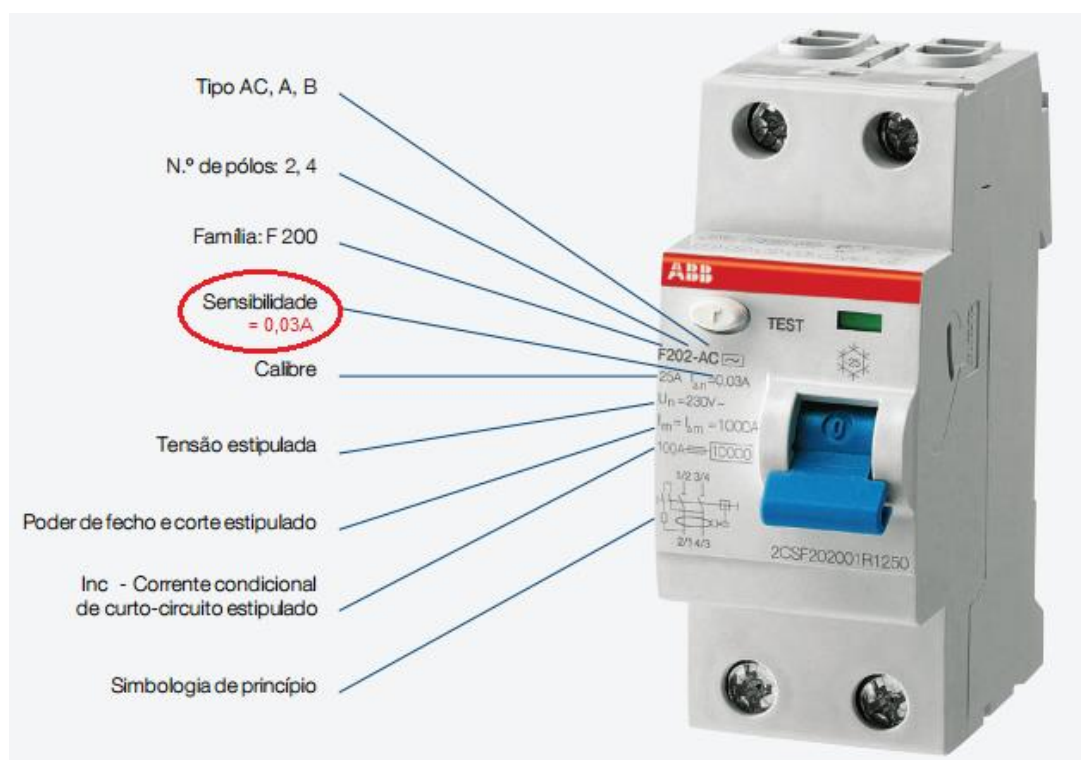


Figura 7.3 - Interruptor diferencial com sensibilidade de 0,03 A para desligar quando á corrente de fuga. [10]

O **disjuntor térmico** é um dispositivo que interrompe o circuito elétrico quando há sobrecarga e a temperatura fica muito alta. O disjuntor térmico possui uma placa bimetálica que deforma quando aquece por efeito joule devido a uma sobrecarga de corrente e abre o contato interrompendo o circuito. Estes dispositivos são utilizados para proteger da sobrecarga e aquecimento evitando incêndios, danos causados por flutuações de tensão, e outras situações elétricas perigosas (Figura 7.4).



Figura 7.4 - disjuntor térmico. [11]

O quadro de proteção com o interruptor diferencial e disjuntor térmico representado pelos símbolos elétricos é apresentado na figura 7.5.

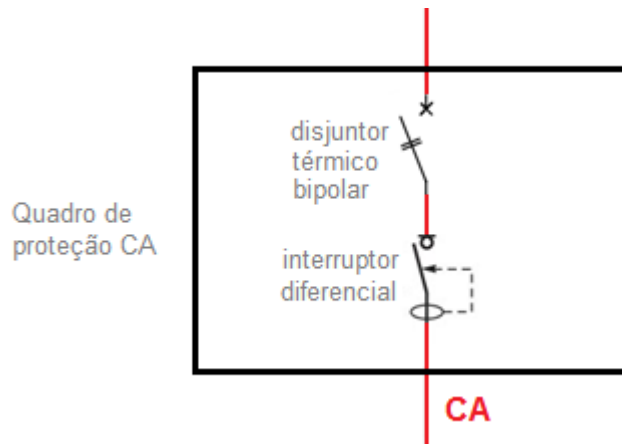


Figura 7.5 - quadro de proteção CA, composto por um interruptor diferencial e disjuntor bipolar, ligado a uma fase e ao neutro. Esquema do autor.

O **quadro elétrico de consumo** é composto por disjuntores térmicos, um interruptor diferencial, barramento neutro e barramento terra.

A **ligação á terra** é a ligação das estruturas dos sistemas FV com a terra através da ligação do elétrodo de terra do tipo piquete ao fio terra conectado ao barramento do quadro

elétrico, para que as correntes de fuga escapem para a terra evitando riscos para as pessoas e equipamentos (Figura 7.6).



Figura 7.6 - ligação do elétrodo de terra do tipo piquete ao fio terra (verde e amarelo) que é conectado ao barramento do quadro elétrico. [12]

A parte metálica do painel FV, controlador ou inversor, massa das cargas CA é ligado ao barramento terra no quadro elétrico com um condutor verde e amarelo de 4mm² (Figuras 7.7 e 7.8).

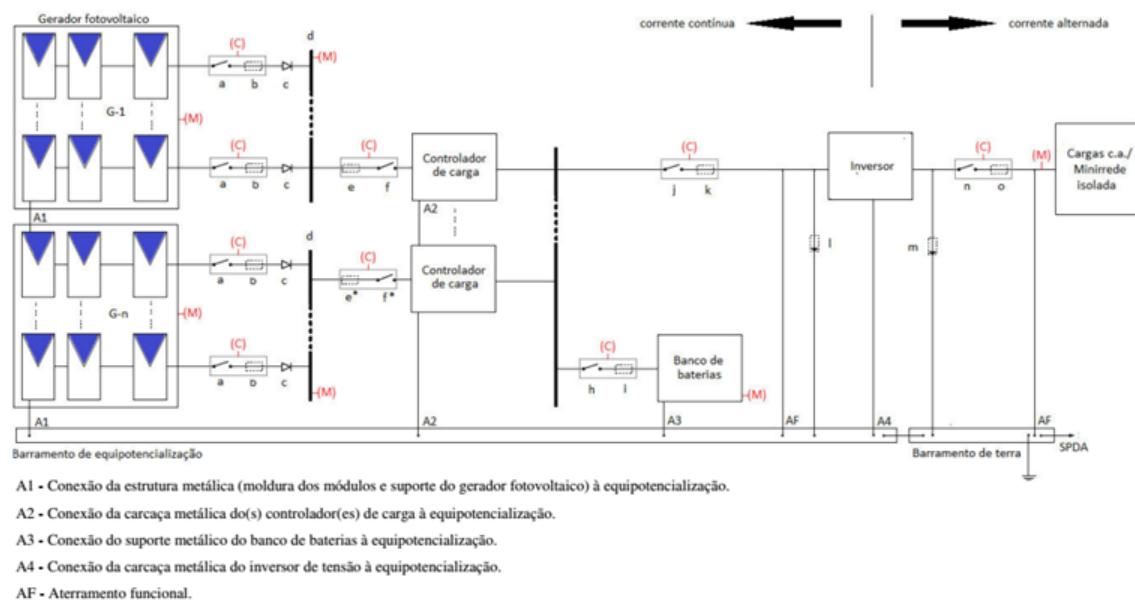
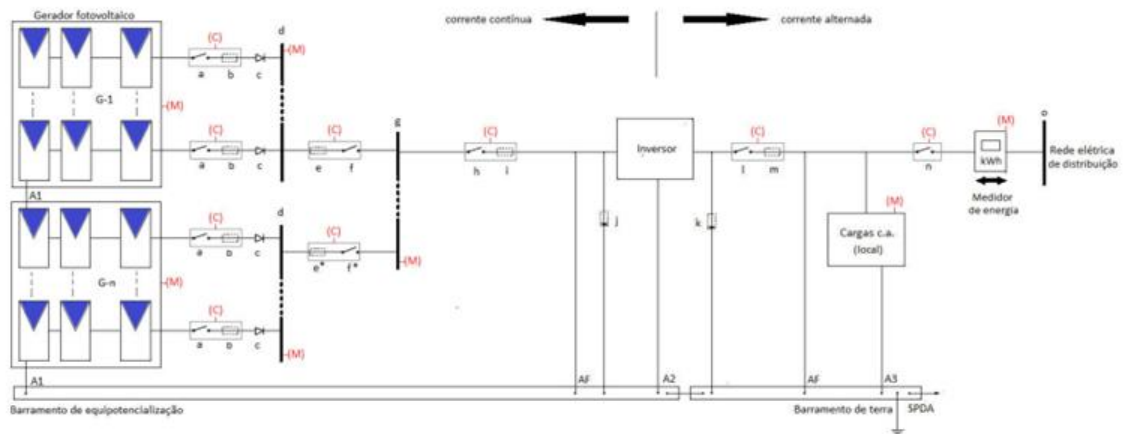


Figura 7.7 - Ligação da parte metálica do painel FV, inversor, massa das cargas CA ao barramento terra no quadro elétrico de um sistema FV off-grid. [13]



- A1 - Conexão da estrutura metálica (moldura dos módulos e suporte do gerador fotovoltaico) à equipotencialização.
- A2 - Conexão da carcaça metálica do inversor de tensão à equipotencialização.
- A3 - Conexão da carcaça metálica das cargas elétricas locais à equipotencialização.
- AF - Aterramento funcional.

Figura 7.8 - Ligação da parte metálica do painel FV, inversor, massa das cargas CA ao barramento terra no quadro elétrico de um sistema FV on-grid. [13]

Na **ligação à bateria** leva um **fusível para CC** no quadro de proteção CC com o objetivo de proteger os equipamentos alimentados por baterias contra curto-circuito ou mau funcionamento.

Na **ligação à RESP** leva um **fusível para CA** com o objetivo de proteger os equipamentos alimentados pela rede contra curto-circuito ou mau funcionamento (Figura 7.9).



Figura 7.9 - fusível, seccionador de fusível bipolar e símbolo elétrico. O seccionador tem o fusível no lado direito e no lado esquerdo leva um contacto fechando o circuito [14].

O **sistema FV autónomo** sem o armazenamento de eletricidade, ou seja, **sem baterias**, com controlador da bomba solar e carga CA (bomba solar) e o sistema FV autónomo

sem baterias, com inversor e cargas CA são aplicados quando a eletricidade produzida pelos módulos FV é consumida imediatamente pelas cargas e somente durante o dia de exposição solar e para determinados períodos do ano (Figuras 7.10 e 7.11).

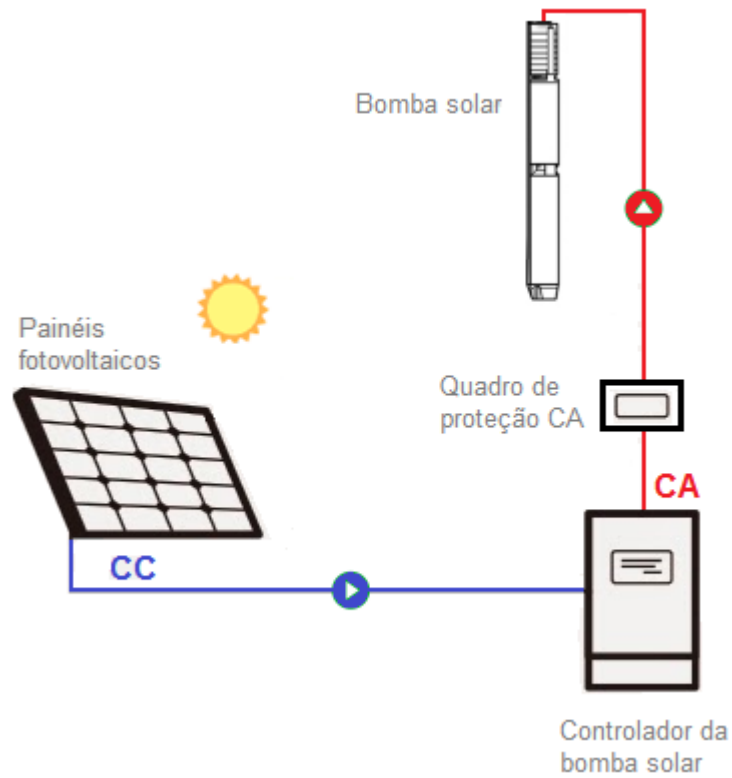


Figura 7.10 - sistema FV autônomo com controlador da bomba solar e carga CA (bomba solar). [4] (adaptado)

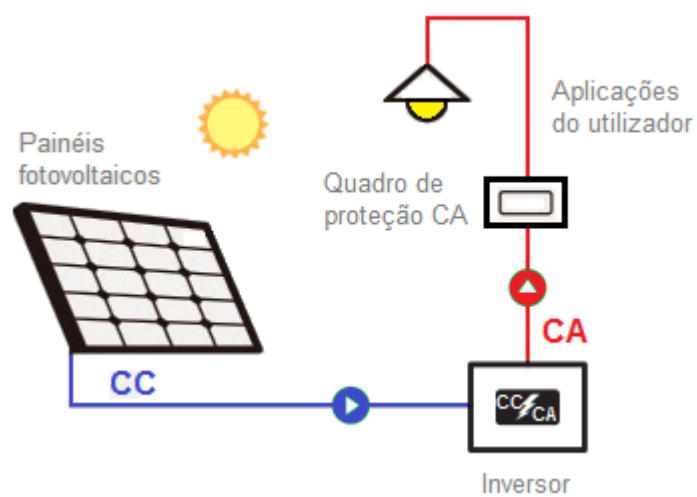


Figura 7.11 - sistema FV autônomo com inversor e carga CA. [4] (adaptado)

O controlador da bomba solar permite a conexão entre o módulo FV e a bomba solar e possui um variador de frequência que gera uma tensão e frequência trifásicas ajustáveis ou variáveis, com a finalidade de controlar a velocidade do motor trifásico porque a eletrobomba pode trabalhar com maior ou menor rotação dependendo da radiação solar disponível e para eletrobombas CA converte a CC para CA. Possui também componentes eletrónicos que controlam a tensão e corrente elétrica protegendo a eletrobomba de tensões excessivas e curto circuitos [21].

O sistema FV autónomo sem baterias é aplicado para fornecer eletricidade em períodos de exposição solar, por exemplo, para a iluminação, sinalização, sistema de bombeamento de água, telecomunicações, refrigeração, etc. O controlador da bomba solar tem ainda a opção de ligar à rede ou mais usual um gerador a diesel.

O **sistema FV autónomo com baterias** é aplicado quando a eletricidade produzida é fornecida a um conjunto de cargas durante todo o ano devido à eletricidade armazenada nas baterias porque as baterias podem fornecer eletricidade à noite, em dias chuvosos e dias nublados. O sistema FV é constituído por painéis FV, controlador de carga, baterias e no caso de haver cargas em CA, é necessário um inversor (Figura 7.12).

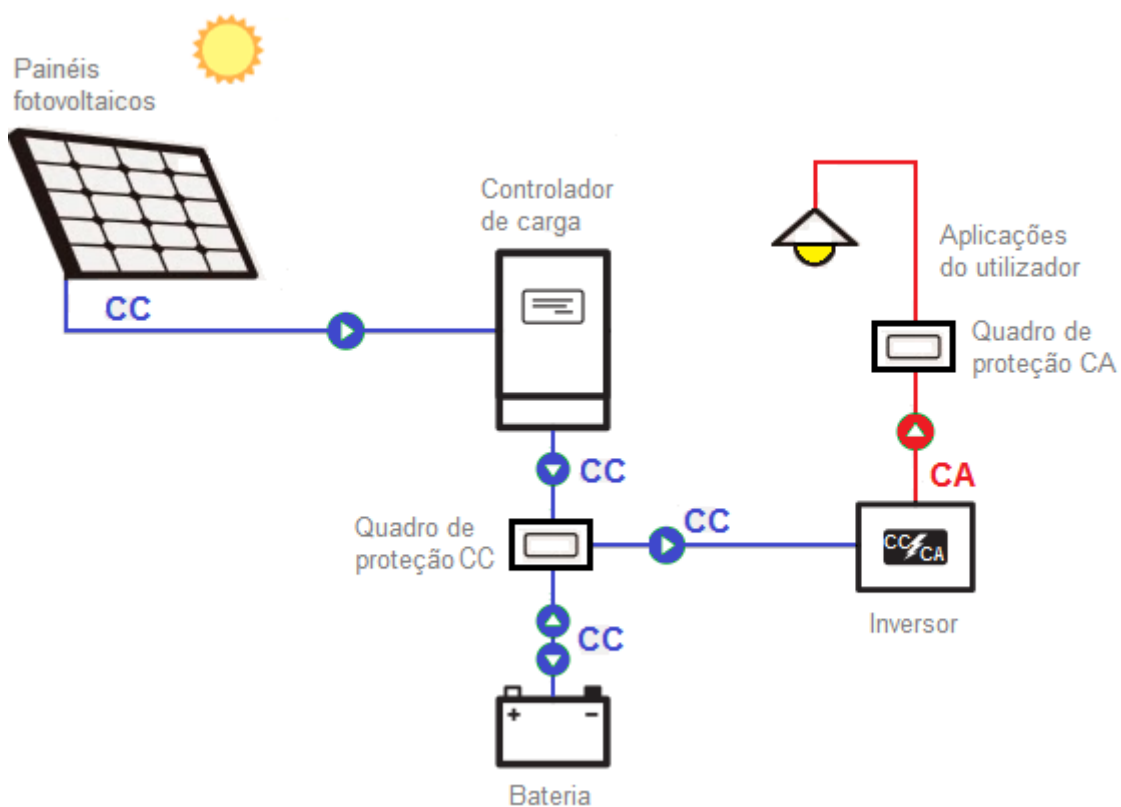


Figura 7.12 - sistema FV autónomo com controlador de carga, baterias, inversor e carga CA. [4] (adaptado)

O controlador de carga evita a carga e a descarga excessiva das baterias e fornece eletricidade para equipamentos elétricos a CC ou, com um o auxílio de um inversor, para equipamentos elétricos a CA.

Há também o **sistema híbrido**, ou seja, a eletricidade é produzida a partir de 2 ou mais fontes de energia. O sistema híbrido é aplicado para fornecer uma maior quantidade de eletricidade de diferentes fontes á instalação de consumo do que os outros sistemas. A eletricidade produzida pelo sistema híbrido é fornecida a um conjunto de cargas para todo o ano e pode ou não ter ligação à RESP.

O **sistema híbrido autónomo** para cargas CA é constituído por painéis FV e outra fonte de energia, tais como aerogeradores, gerador a diesel, etc., e um inversor híbrido (Figura 7.13).

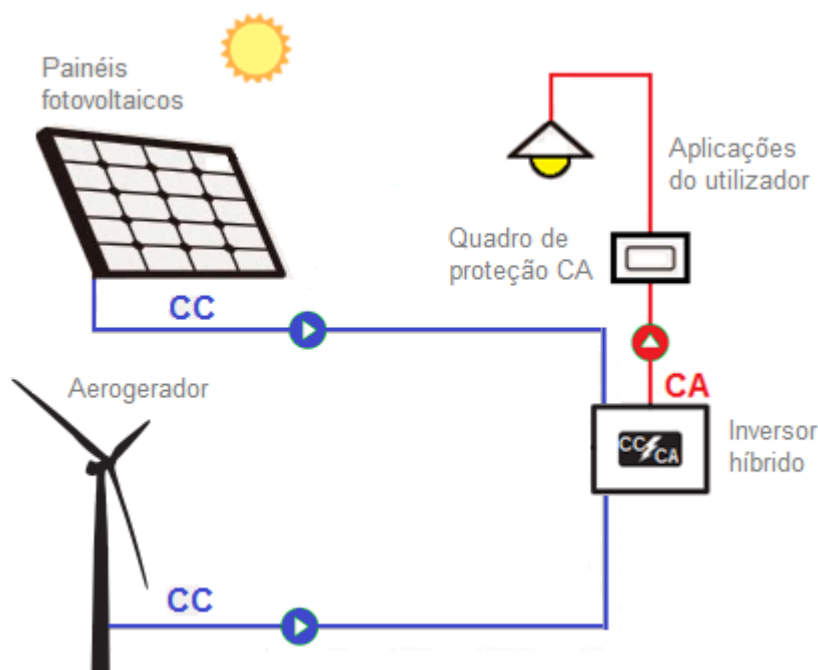


Figura 7.0.13 - sistema híbrido, fotovoltaico e eólico, autónomo com inversor híbrido e carga CA. [4] (adaptado)

Nas UPAC há o sistema FV on-grid sem baterias. Nestas UPAC, a RESP faz o papel de uma bateria porque fornece eletricidade quando não se produz energia fotovoltaica.

O sistema FV tem um inversor ligado ao quadro de proteção e de consumo e para potências instaladas **inferiores ou iguais a 1,5 kW** é ligado um **contador de consumo** e

para as potências **superiores a 1,5 kW e inferiores a 1 MW** é ligado 1 **contador bidirecional** onde o excedente de eletricidade produzida é injetado e vendido à RESP ou se não é vendido à rede tem o SolarLog associado ao contador de consumo, ou ao contador bidirecional, e ao inversor para monitorizar a produção e consumo de eletricidade e garantir que nenhuma eletricidade excedente do autoconsumo é injetada na RESP (Figuras 7.14 e 7.15) [5, 22].

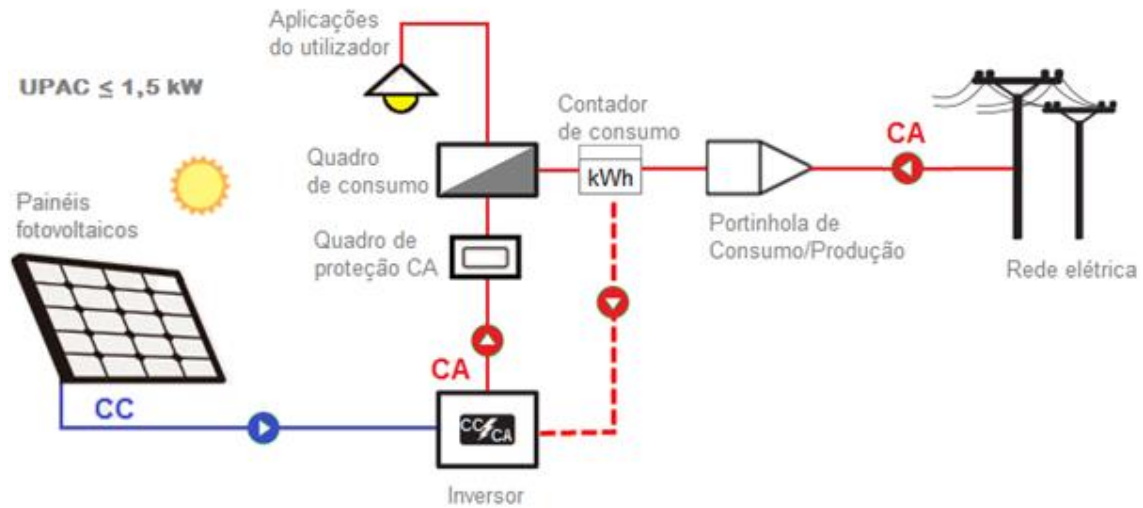


Figura 7.14 - sistema FV on-grid com inversor, contador de consumo, carga CA e sem venda de eletricidade. O inversor recebe um sinal do SolarLog para evitar que eletricidade seja injetada na rede. [4] (adaptado)

O Solar-Log demonstra os valores de produção elétrica, mas também falhas que possam ocorrer, limita a potência ativa do inversor para evitar a injeção de eletricidade na rede e permite também configurar alarmes e relatórios [22].

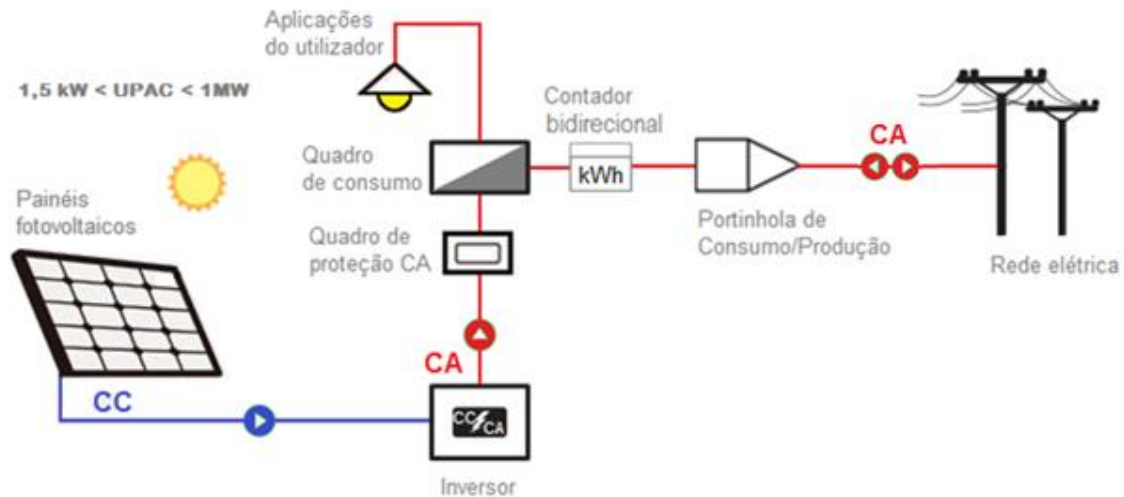


Figura 7.15 - sistema FV on-grid com inversor, contador bidirecional, carga CA, com venda de eletricidade. [4] (adaptado)

O **inversor** tem a função de manter a mesma tensão e frequência da rede, evitar a injeção de CC na rede, evitar distorções harmónicas e manter o fator de potência dentro dos limites. Ainda no caso de falha da rede elétrica, o inversor desliga o sistema fotovoltaico porque se o sistema alimentasse a rede elétrica localmente e se algum trabalho de manutenção da rede fosse necessário, a energia fotovoltaica fornecida poderia causar graves acidentes, como foi mencionado anteriormente no capítulo 3. O quadro elétrico de consumo é composto por disjuntores térmicos, um interruptor diferencial, barramento neutro e barramento terra.

Quando a instalação vende eletricidade á RESP existe o **contador bidirecional e a portinhola** de consumo/produção (PC/P) que faz também a ligação do sistema FV e da rede e possui na sua constituição dois circuitos de proteção (fusíveis), sendo um monofásico ou trifásico destinado à proteção da instalação de consumo e um monofásico para proteção da instalação de produção. O contador bidirecional faz a contagem da energia consumida e fornecida pela RESP e é bidirecional, trifásico, faz a contagem direta até 60 A e é também certificado para instalações FV como contador de produção (Figuras 7.16 e 7.17) [5].



Figura 7.16 – Portinhola com ligadores e fusíveis. [15]



Figura 7.17 - contador bidirecional Itron SL7000. Foto do autor.

O **sistema FV on-grid com baterias** é aplicado quando a eletricidade produzida é fornecida a um conjunto de cargas durante todo o ano e é utilizada instantaneamente ou armazenada em baterias para uso posterior. Este sistema é constituído por painéis FV, um controlador de carga, baterias e um inversor (Figura 7.18).

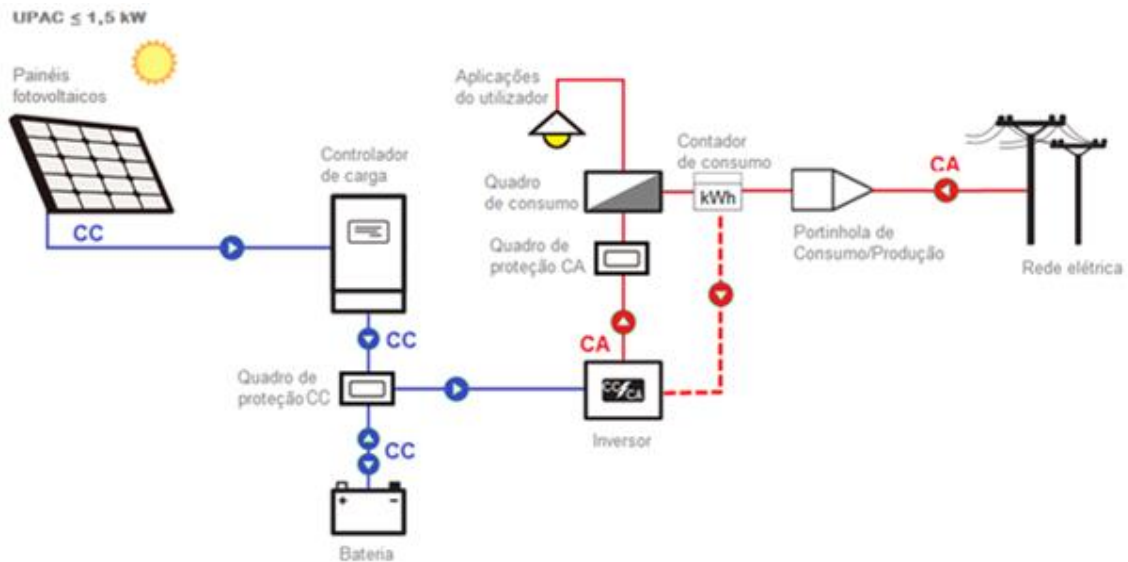


Figura 7.18 - sistema FV on-grid com controlador de carga, baterias, inversor, carga CA e sem venda de eletricidade. O inversor recebe um sinal do SolarLog para evitar que eletricidade seja injetada na rede. [4] (adaptado)

Se o sistema FV on-grid com baterias vende eletricidade excedente ou tem potência instalada superior a 1,5 kW, é constituído por painéis solares, um controlador de carga, baterias, um inversor, o contador bidirecional e a PC/P (Figura 7.19).

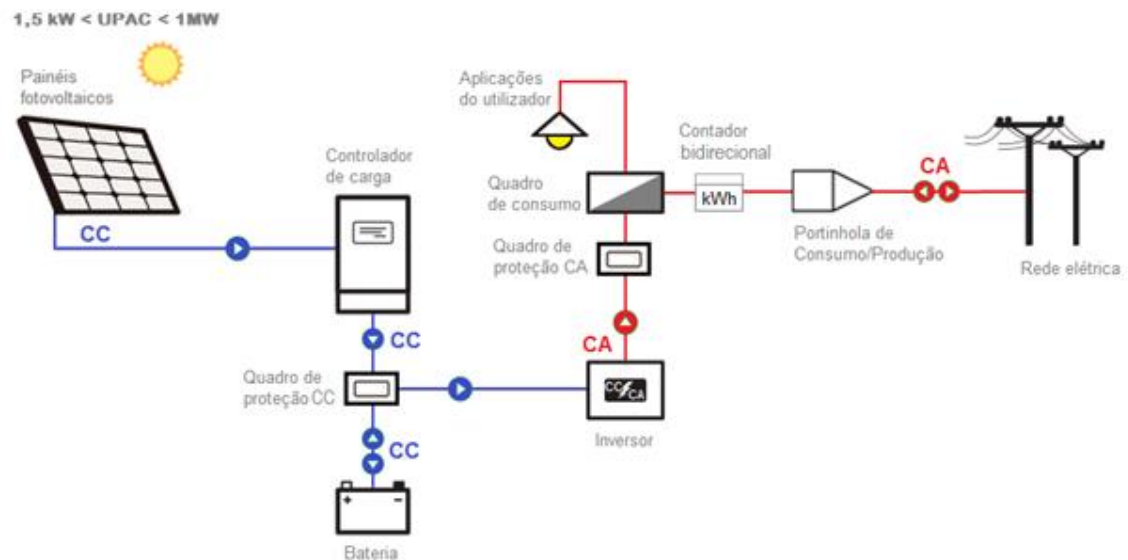


Figura 7.19 - sistema FV on-grid com controlador de carga, baterias, inversor, contador bidirecional, carga CA com venda de eletricidade. [4] (adaptado)

Neste sistema, quando a produção de eletricidade é maior do que o consumo, a eletricidade excedente é armazenada nas baterias. Quando a produção de eletricidade é maior do que o consumo e as baterias estão carregadas, a eletricidade excedente é

venda à RESP. Por outro lado, quando a produção de eletricidade é menor do que o consumo, as baterias fornecem a eletricidade que falta e quando descarregadas, a eletricidade em falta é fornecida pela RESP. Há também o **sistema híbrido on-grid** para cargas CA, e é constituído por painéis FV e outra fonte de energia, um inversor híbrido, cargas CA e pode vender ou não a eletricidade excedente (Figuras 7.20 e 7.21).

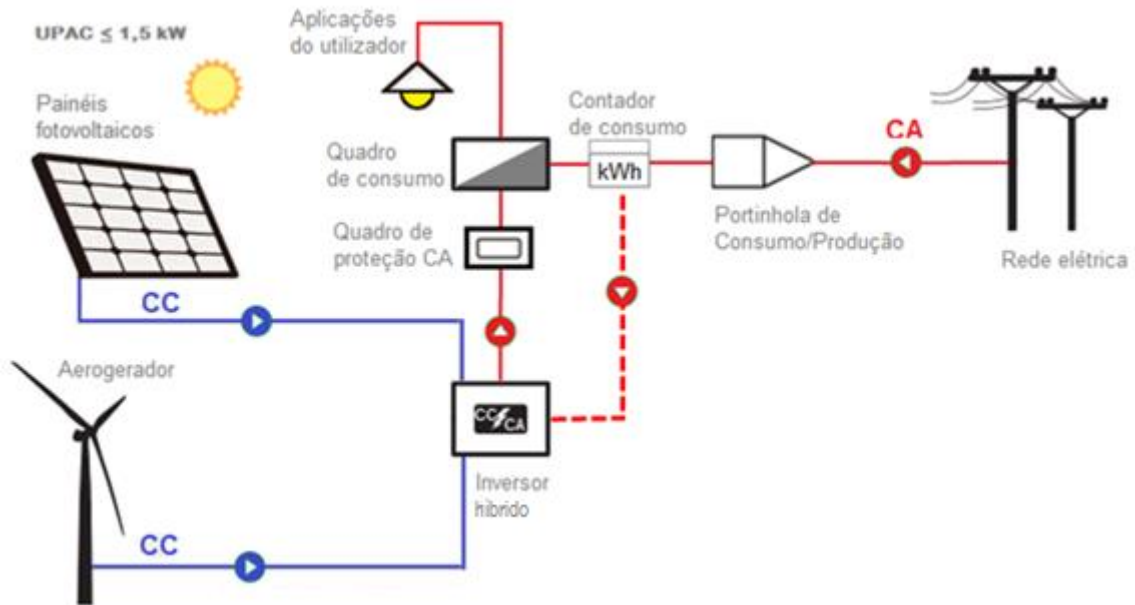


Figura 7.20 - sistema híbrido, fotovoltaico e eólico, on-grid com inversor híbrido, contador de consumo, carga CA e sem venda de eletricidade. O inversor recebe um sinal do SolarLog para evitar que eletricidade seja injetada na rede. [4] (adaptado)

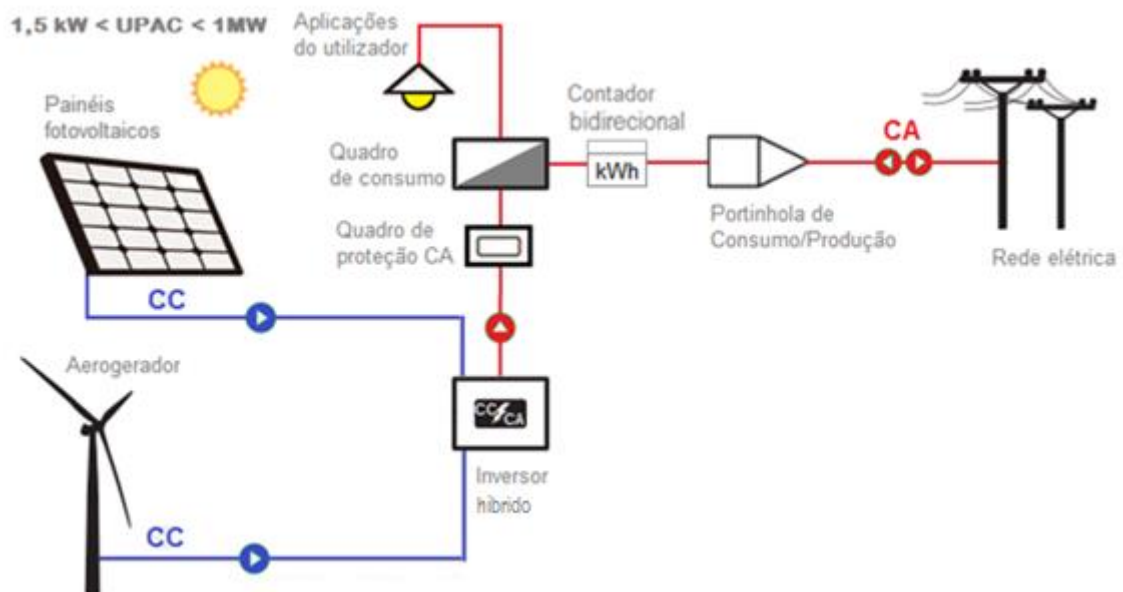


Figura 7.21 - sistema híbrido, fotovoltaico e eólico, on-grid com inversor híbrido, contador bidirecional, carga CA e com venda de eletricidade. [4] (adaptado)

Nas unidades de pequena produção, **UPP**, a eletricidade produzida no sistema fotovoltaico é totalmente injetada na RESP e a instalação de consumo é alimentada exclusivamente pela RESP, sendo necessário possuir um inversor, um contador de produção, um contador de consumo e a PC/P conforme é apresentado na figura 7.22.

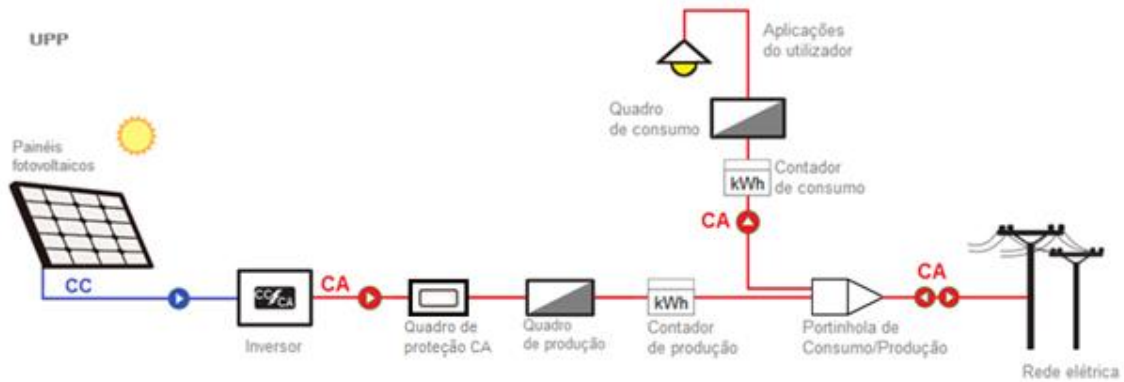


Figura 7.22 - unidade de pequena produção (UPP) com inversor, contadores, carga CA e com venda de eletricidade. [4] (adaptado)

A conceção e execução das instalações UPAC são também apresentadas no portal da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) que contém propostas de regras e esquemas de ligação para este tipo de instalações.

A conceção e execução das instalações UPP são apresentadas no portal Renováveis na hora porque os esquemas de ligação das UPP coincidem com os esquemas de ligação da microprodução e miniprodução [16, 17].

7.3 - Exemplo de aplicação de sistema fotovoltaico de autoconsumo

A empresa DAPE realizou a instalação de um sistema FV de autoconsumo (UPAC) para uma empresa de frutas, a empresa FRUTUS situada em Sobrena nas Caldas da Rainha (Figura 7.23).



Figura 7.23 - Empresa FRUTUS situada em Sobrena nas Caldas da Rainha. [20]

Esta empresa tem um consumo energético médio diário ao longo do ano de 428,5 kW. Os painéis FV instalados fornecem 300 kW, por isso a potência máxima dos inversores é do mesmo valor, 300 kW. Os painéis FV fornecem durante 8 meses, no período de maior insolação, cerca de 70% do consumo energético. Esta instalação FV não vende eletricidade á RESP.

Para totalizar a potência máxima dos inversores, a instalação FV é composta por 12 inversores SMA de 25 kW. Cada inversor tem 4 grupos de painéis FV em paralelo e cada grupo são 25 painéis FV em série (Figura 7.24).



Figura 7.24 - inversores SMA de 25 kW. Foto cedida pela DAPE.

Os painéis fotovoltaicos são policristalinos de 255 W cada e para fornecer 300 kW, foram necessárias 1250 unidades (Figura 7.25).



Figura 7.25 - 1250 painéis FV policristalinos de 255 W com suporte em alumínio. Foto cedida pela DAPE.

Esta instalação tem uma cablagem para distâncias superiores a 100 metros e secção de 6 mm² e um quadro geral com 1 disjuntor diferencial, 1 interruptor de 4 polos (barramento neutro, L1, L2, L3) que permite a energia elétrica provenientes dos inversores alimentar o barramento geral dos 12 disjuntores tetrapolares em paralelo de cada um dos inversores (Figura 7.26).



Figura 7.26 - quadro geral da instalação FV. Foto cedida pela DAPE.

7.4 - Kits de autoconsumo

A empresa DAPE tem 2 kits de autoconsumo residencial de 250 W e 500 W (Figura 7.27).



Figura 7.27 - kit de autoconsumo de 250 W. [6]

O **kit de autoconsumo de 250 W** é composto por 1 painel fotovoltaico de 250 W, 1 microinversor Enphase M215, mais a estrutura de montagem em alumínio. Este Kit tem a possibilidade a acoplar vários kits em série e é possível a montagem em telhado inclinado, telhado plano, na cobertura e no chão (Figura 7.28).



Figura 7.28 - possibilidades de montagem do kit de autoconsumo. [6]

As principais características do kit de autoconsumo de 250 W são apresentadas na figura 7.29.

Pico de eficiência	96%
Intervalo de temperatura ambiente	-40°C a 85°C
Dimensões	170cm x 100cm
Peso	25 kg
Conector	MC4 Compatível
Compatibilidade PV	Multi-compatível
Garantia	20 anos

Figura 7.29 - principais características do kit de autoconsumo de 2500 W. [6]

Os requisitos exigidos para uma instalação de autoconsumo até 1500 W são apresentados na figura 7.30.

Produção de Kit de Autoconsumo de 250W em 25 anos *	2 750 euros
Fonte	Painéis fotovoltaicos
Limite de potência	A potência de ligação da instalação tem que ser inferior à potência contratada
Requisitos de produção	A produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo
Remuneração	A energia não consumida pela instalação pode ser vendida à rede
	Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado
Registo	Mera comunicação prévia
Taxas de registo	Isento
Equipamento de contagem	Não
Remuneração de energia excedentária	Sim (havendo registo)
Processo de licenciamento	Gerido via plataforma eletrónica; Mera comunicação prévia
Energia excedente de produção	Injetada na rede (evitando o desperdício)
Local da ligação da unidade de autoconsumo	Na própria instalação de consumo

* Estudo de produção para uma radiação média diária de 4,25 kW/h e uma taxa de inflação ou aumento do custo de energia de 2,5% ao ano.

Figura 7.30 - requisitos exigidos para uma instalação de autoconsumo até 1500 W. [6]

A produção média e a poupança anual estimadas de um conjunto de kits de autoconsumo de 250 W até 1500 W de potência são apresentadas na figura 7.31.

Potência do kit (Wp)	250	500	750	1000	1250	1500
Produção estimada (kWh/ano)	380	750	1100	1500	1800	2200
Poupança anual estimada (€)	70	140	200	280	340	400

Figura 7.31 - produção média e a poupança anual estimadas de um conjunto de kits de autoconsumo de 250 W. [6]

O **kit de autoconsumo de 500 W** é composto por 2 painéis fotovoltaicos REC de 255 W, 2 microinversores Enphase M215, mais a estrutura de montagem em alumínio. Este Kit tem, também, a possibilidade a acoplar vários kits em série e possível montagem em telhado inclinado, telhado plano, na cobertura e no chão (Figura 7.28) [7].

As principais características do kit de autoconsumo de 500 W são apresentadas na figura 7.32.

Pico de eficiência (%)	96%
Intervalo de temperatura ambiente	-40°C a 85°C
Área de instalação	340cm x 200cm
Peso	50 kg
Conector	MC4 Compatível
Compatibilidade PV	Multi-compatível
Garantia	20 anos

Figura 7.32 -principais características do kit de autoconsumo de 500 W. [7]

Os requisitos exigidos para uma instalação de autoconsumo até 1500 W são apresentados na figura 7.33.

Produção de Kit de Autoconsumo de 500W em 25 anos *	5 500 euros
Fonte	Painéis fotovoltaicos
Limite de potência	A potência de ligação da instalação tem que ser inferior à potência contratada
Requisitos de produção	A produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo
Remuneração	A energia não consumida pela instalação pode ser vendida à rede
	Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado
Registo	Mera comunicação prévia
Taxas de registo	Isento
Equipamento de contagem	Não
Remuneração de energia excedentária	Sim (havendo registo)
Processo de licenciamento	Gerido via plataforma eletrónica; Mera comunicação prévia
Energia excedente de produção	Injetada na rede (evitando o desperdício)
Local da ligação da unidade de autoconsumo	Na própria instalação de consumo

* Estudo de produção para uma radiação média diária de 4,25 kWh/h e uma taxa de inflação ou aumento do custo de energia de 2,5% ao ano.

Figura 7.33 - requisitos exigidos para uma instalação de autoconsumo até 1500 W. [7]

A produção média e a poupança anual estimadas de um conjunto de kits de autoconsumo de 500 W, de 250 W até 1500 W são apresentadas na figura 7.34 [7].

Potência do kit (Wp)	250	500	750	1000	1250	1500
Produção estimada (kWh/ano)	380	750	1100	1500	1800	2200
Poupança anual estimada (€)	70	140	200	280	340	400

Figura 7.34 - produção média e a poupança anual estimadas de um conjunto de kits de autoconsumo de 250 W. [7]

A empresa DAPE tem **packs para autoconsumo empresarial** de 1000, 1500, 2000, 3000, 4000 e 4600 W (Figura 7.35).



Figura 7.35 - pack para autoconsumo empresarial. [8]

As principais características são:

- Instalação simples e fácil manutenção
- Alta performance com inversor monofásico
- Design moderno e integrado
- Cartão wi-fi integrado
- Sistema de monitorização e controlo via internet
- grau de proteção IP65, á prova de poeira e protegido contra jatos de água, ou seja, resistente a condições atmosféricas extremas

O pack de autoconsumo empresarial de 1000 W é composto por 5 painéis policristalinos de 250 W, 1 inversor OXYGEN 1300, mais a estrutura de montagem em alumínio.

O pack de autoconsumo empresarial de 1500 W é composto por 7 painéis policristalinos de 250 W, 1 inversor OXYGEN 1800, mais a estrutura de montagem em alumínio.

O pack de autoconsumo empresarial de 2000 W é composto por 10 painéis policristalinos de 250 W, 1 inversor OXYGEN 2300, mais a estrutura de montagem em alumínio.

O pack de autoconsumo empresarial de 3000 W é composto por 12 painéis policristalinos de 250 W, 1 inversor OXYGEN 3400, mais a estrutura de montagem em alumínio.

O pack de autoconsumo empresarial de 4000 W é composto por 18 painéis policristalinos de 250 W, 1 inversor OXYGEN 4500, mais a estrutura de montagem em alumínio.

O pack de autoconsumo empresarial de 4600 W é composto por 20 painéis policristalinos de 250 W, 1 inversor OXYGEN 5000, mais a estrutura de montagem em alumínio [8].

7.3 - Kits solares com acumulação de energia

A empresa DAPE tem também kits solares que têm acumulação de energia, as baterias. São denominados pela empresa de **Kits Solares OASIS** e são compostos por um armário

onde têm as baterias, inversor e restantes equipamentos do sistema, um conjunto de painéis FV e tomadas para ligar diretamente aos aparelhos eletrodomésticos (Figura 7.36 e 7.37).



Figura 7.36 - kit solar OASIS: painel policristalino e armário para armazenamento de baterias. [9]



Figura 7.37 - armário com inversor off-grid e 4 baterias que fazem parte dos kits solares OASIS. Foto do autor.

Os kits solares OASIS tem, em geral, como principais características:

- painéis policristalinos de elevada eficiência
- inversor
- baterias de gel com elevado tempo de vida útil (12 anos)

- carregador de baterias com elevada performance
- carregamento das baterias através do solar, gerador ou rede
- cabo solar e estrutura de fixação de painéis em Alumínio
- controlador de carga solar MPTT (seguidor do Ponto de Máxima Potência) integrado
- painel de controlo em LCD para visualização do estado do kit
- prioridade de entrada AC ou solar configurável (monitor LCD)
- proteção contra sobrecargas e de curto-circuito
- fácil instalação, as ligações são feitas através de fichas e conetores.

Podem funcionar em modo off-grid como também em modo on-grid. Podem ser programados para carregar as baterias somente pelos painéis FV, somente pela rede ou por ambos.

Há 6 tipos de kits solares OASIS.

O **kit solar OASIS 0.3** produz 300 W/dia e a potência do inversor é 600 W, tem 1 painel policristalino de 250 W, 1 bateria de gel 45Ah C10 com capacidade de carga de 540 W. As principais características são apresentadas na figura 7.38.

Modelo	Referência	OASIS 0.3	
	Potência nominal do inversor	300W	
	Potência de pico do inversor	600W	
	Capacidade de carga	540W	
Painéis fotovoltaicos	1 painel policristalino 250W		
Baterias	1 bateria de gel UCG45-12/45Ah (12 anos _design floating life)		
Inversor	Saída	Regulação de voltagem AC (modo bateria)	230VAC +/-5%
		Potência de pico	600VA
		Eficiência (pico)	90% - 93%
		Tempo de transferência	10ms
		Formato da onda	Sinusoidal modificada
	Bateria e carregador AC	Voltagem da bateria	12VDC-PWM
	Carregador solar	Potência máxima PV	80W
		Intervalo MPPT - Voltagem	30VDC - 66VDC
		Máxima voltagem em circuito aberto (Voc)	75VDC
		Corrente máxima de carregamento solar	24A
		Corrente máxima de carregamento AC	5A
		Eficiência máxima	95%
Consumo em standby	10W		
Dimensões e peso	Dimensões CxLxA	350x200x350 (cm)	
	Peso	17Kg	
Condições de funcionamento	Humidade relativa	5% - 95% (sem condensação)	
	Temperatura de funcionamento	0°C ~ 55°C	

Figura 7.38 - principais características do kit solar OASIS 0.3. [9]

Um exemplo de produção deste kit solar é apresentado na figura 7.39.

OASIS 0.3			
540W/dia			
Aparelhos e / ou equipamentos até 300 W (televisores, frigoríficas, lâmpadas, computadores, etc.)			
Componentes	Quantidade	Watts	Horas
Lâmpadas LED	6	5	4
Rádio	1	10	2
Computador	1	200	2
Total		540 W/dia	

Figura 7.39 - exemplo de produção do kit solar OASIS 0.3. [9]

O kit solar **OASIS 1** produz 1 800 W/dia e a potência do inversor é 1 000 W, tem 1 painel policristalino de 250 W, 1 bateria de gel 150Ah C10 com capacidade de carga de 1 800 W.

As principais características são apresentadas na figura 7.40.

Modelo	Referência	OASIS 1	
	Potência nominal do inversor	1000W	
	Potência de pico do inversor	1300W	
	Capacidade de carga	1800W	
Painéis fotovoltaicos	1 painel policristalino 250W		
Baterias	1 bateria de gel UCG150-12/150Ah (12 anos _design floating life)		
Inversor	Entrada	Voltagem	230VAC
		Intervalo de voltagem de funcionamento	170-280VAC
		Intervalo de frequência	50Hz/60Hz (sensor automático)
	Saída	Regulação de voltagem AC (modo bateria)	230VAC +/-5%
		Potência de pico	1300VA
		Eficiência (pico)	90% - 93%
		Tempo de transferência	10ms
		Formato da onda	Sinusoidal pura
	Bateria e carregador AC	Voltagem da bateria	12VDC
	Carregador solar e carregador AC	Potência máxima PV	250W
		Intervalo MPPT - Voltagem	30VDC - 66VDC
		Máxima voltagem em circuito aberto (Voc)	75VDC
		Corrente máxima de carregamento solar	25A
Corrente máxima de carregamento AC		20A	
Eficiência máxima		98%	
	Consumo em standby	2W	
Dimensões e peso	Dimensões OxA	350x200x750 (cm)	
	Peso	55Kg	
Condições de funcionamento	Humidade relativa	5% - 95% (sem condensação)	
	Temperatura de funcionamento	0°C ~ 55°C	

Figura 7.40 - principais características do kit solar OASIS 1. [9]

Um exemplo de produção deste kit solar é apresentado na figura 7.41.

OASIS 1			
1800W/dia			
Aparelhos e / ou equipamentos até 800 W (televisores, frigoríficas, microondas, lâmpadas, computadores, etc.)			
Componentes	Quantidade	Watts	Horas
Frigorífico	1	150	4
Lâmpadas LED	5	20	4
Antena parabólica	1	20	2
Rádio	1	10	2
Televisão	1	180	2
Computador	1	200	2
Total		1800 W/dia	

Figura 7.41 - exemplo de produção do kit solar OASIS 1. [9]

O kit solar **OASIS 2** produz 3 600 W/dia e a potência do inversor é 1 500 W, tem 2 painéis policristalinos de 250 W, 2 baterias de gel 150Ah C10 com capacidade de carga total de 3 600 W. As principais características são apresentadas na figura 7.42.

Modelo	Referência		OASIS 2		
	Potência nominal do inversor		1500W		
	Potência de pico do inversor		2000W		
	Capacidade de carga		3600W		
Painéis fotovoltaicos		2 painéis policristalinos 250W			
Baterias		2 baterias de gel UCG150-12/150Ah (12 anos _design floating life)			
Inversor	Entrada	Voltagem	230VAC		
		Intervalo de voltagem de funcionamento	170-280VAC		
		Intervalo de frequência	50Hz/60Hz (sensor automático)		
	Saída	Regulação de voltagem AC (modo bateria)	230VAC +/-5%		
		Potência de pico	2000VA		
		Eficiência (pico)	90% - 93%		
		Tempo de transferência	10ms		
		Formato da onda	Sinusoidal pura		
	Bateria e carregador AC		Voltagem da bateria	24VDC	
	Carregador solar e carregador AC	Potência máxima PV		500W	
		Intervalo MPTT - Voltagem		30VDC - 66VDC	
		Máxima voltagem em circuito aberto (Voc)		75VDC	
		Corrente máxima de carregamento solar		25A	
		Corrente máxima de carregamento AC		20A	
Eficiência máxima		98%			
Consumo em standby		2W			
Dimensões e peso	Dimensões CxLxA		350x200x750 (cm)		
	Peso		75Kg		
Condições de funcionamento	Humidade relativa		5% - 95% (sem condensação)		
	Temperatura de funcionamento		0°C ~ 55°C		

Figura 7.42 - principais características do kit solar OASIS 2. [9]

Um exemplo de produção deste kit solar é apresentado na figura 7.43.

OASIS 2			
3600W/dia			
Aparelhos e / ou equipamentos até 1500 W (televisores, frigoríficas, microondas, climatização, lâmpadas, computadores, etc.)			
Componentes	Quantidade	Watts	Horas
Frigorífico	1	150	4
Lâmpadas LED	6	20	4
Antena parabólica	1	20	4
Rádio	1	10	2
Televisão	2	180	4
Computador	1	200	5
Total		3600 W/dia	

Figura 7.43 - exemplo de produção do kit solar OASIS 2. [9]

O kit solar **OASIS 4** produz 6 000 W/dia e a potência do inversor é 3 000 W, tem 4 painéis policristalinos de 250 W, 2 baterias de gel 250Ah C10 com capacidade de carga total de 6 000 W. As principais características são apresentadas na figura 7.44.

Modelo	Referência	OASIS 4		
	Potência nominal do inversor	3000W		
	Potência de pico do inversor	4000W		
	Capacidade de carga	6000W		
Painéis fotovoltaicos	4 painéis policristalinos 250W			
Baterias	2 baterias de gel UCG250-12/250Ah (12 anos _design floating life)			
Inversor	Entrada	Voltagem	230VAC	
		Intervalo de voltagem de funcionamento	170-280VAC	
		Intervalo de frequência	50Hz/60Hz (sensor automático)	
	Saída	Regulação de voltagem AC (modo bateria)	230VAC +/-5%	
		Potência de pico	4000VA	
		Eficiência (pico)	90% - 93%	
		Tempo de transferência	10ms	
		Formato da onda	Sinusoidal pura	
	Bateria e carregador AC	Voltagem da bateria	24VDC	
	Carregador solar e carregador AC	Potência máxima PV	1000W	
		Intervalo MPTT - Voltagem	60VDC - 115VDC	
		Máxima voltagem em circuito aberto (Voc)	145VDC	
		Corrente máxima de carregamento solar	60A	
		Corrente máxima de carregamento AC	60A	
Eficiência máxima		98%		
	Consumo em standby	2W		
Dimensões e peso	Dimensões CxLxA	500x500x1250 (cm)		
	Peso	210Kg		
Condições de funcionamento	Humidade relativa	5% - 95% (sem condensação)		
	Temperatura de funcionamento	0°C ~ 55°C		

Figura 7.44 - principais características do kit solar OASIS 4. [9]

Um exemplo de produção deste kit solar é apresentado na figura 7.45.

OASIS 4			
6000W/dia			
Aparelhos e / ou equipamentos até 2500 W (televisores, frigorífico, microondas, ar condicionado, forno, lâmpadas, placas elétricas, computadores, etc.)			
Componentes	Quantidade	Watts	Horas
Frigorífico	1	150	4
Lâmpadas LED	10	20	4
Microondas	1	900	0,5
Antena parabólica	1	20	6
Rádio	1	10	2
Televisão	2	180	6
Computador	2	200	5
Total			6000 W/dia

Figura 7.45 - exemplo de produção do kit solar OASIS 4. [9]

O kit solar **OASIS 6** produz 7 200 W/dia e a potência do inversor é 3 200 W, tem 6 painéis policristalinos de 250 W, 4 baterias de gel 250Ah C10 com capacidade de carga total de 7 200 W. As principais características são apresentadas na figura 7.46.

Modelo	Referência		OASIS 6		
	Potência nominal do inversor		4000VA/3200W		
	Potência de pico do inversor		6000W		
	Capacidade de carga		7200W		
Painéis fotovoltaicos		6 painéis policristalinos 250W			
Baterias		4 baterias de gel UCG150-12/150Ah (12 anos _design floating life)			
Inversor	Entrada	Voltagem		230VAC	
		Intervalo de voltagem de funcionamento		170-280VAC	
		Intervalo de frequência		50Hz/60Hz (sensor automático)	
	Saída	Regulação de voltagem AC (modo bateria)		230VAC +/-5%	
		Potência de pico		8000VA	
		Eficiência (pico)		90% - 93%	
		Tempo de transferência		10ms	
		Formato da onda		Sinusoidal pura	
	Bateria e carregador AC		Voltagem da bateria		48VDC
	Carregador solar e carregador AC	Potência máxima PV		1500W	
		Intervalo MPTT - Voltagem		60VDC - 115VDC	
		Máxima voltagem em circuito aberto (Voc)		145VDC	
		Corrente máxima de carregamento solar		60A	
		Corrente máxima de carregamento AC		60A	
Eficiência máxima		98%			
		Consumo em standby		2W	
Dimensões e peso	Dimensões CxLxA		600x600x1250 (cm)		
	Peso		180Kg		
Condições de funcionamento	Humidade relativa		5% - 95% (sem condensação)		
	Temperatura de funcionamento		0°C ~ 55°C		

Figura 7.46 - principais características do kit solar OASIS 6. [9]

Um exemplo de produção deste kit solar é apresentado na figura 7.47.

OASIS 6			
7200W/dia			
Aparelhos e / ou equipamentos até 3200 W (televisores, frigorífico, microondas, ar condicionado, forno, lâmpadas, placas elétricas, computadores, etc.)			
Componentes	Quantidade	Watts	Horas
Frigorífico	1	150	4
Lâmpadas LED	10	50	4
Microondas	1	900	0,5
Antena parabólica	1	20	6
Rádio	1	10	2
Televisão	2	180	6
Computador	2	200	5
Total			12000 W/dia

Figura 7.47 - exemplo de produção do kit solar OASIS 6. [9]

O kit solar **OASIS 12** produz 12 000 W/dia e a potência do inversor é 5000 W, tem 12 painéis policristalinos de 250 W, 4 baterias de gel 250Ah C10 com capacidade de carga total de 12 000 W. As principais características são apresentadas na figura 7.48.

Modelo	Referência	OASIS 12	
	Potência nominal do inversor	5000VA/4000W	
	Potência de pico do inversor	8000W	
	Capacidade de carga	12000W	
Painéis fotovoltaicos	12 painéis policristalinos 250W		
Baterias	4 baterias de gel UCG250-12/250Ah (12 anos _design floating life)		
Inversor	Entrada	Voltagem	230VAC
		Intervalo de voltagem de funcionamento	170-280VAC
		Intervalo de frequência	50Hz/60Hz (sensor automático)
	Saída	Regulação de voltagem AC (modo bateria)	230VAC +/-5%
		Potência de pico	10000VA
		Eficiência (pico)	90% - 93%
		Tempo de transferência	10ms
		Formato da onda	Sinusoidal pura
	Bateria e carregador AC	Voltagem da bateria	48VDC
	Carregador solar e carregador AC	Potência máxima PV	3000W
		Intervalo MPTT - Voltagem	60VDC - 115VDC
		Máxima voltagem em circuito aberto (Voc)	145VDC
		Corrente máxima de carregamento solar	60A
		Corrente máxima de carregamento AC	60A
Eficiência máxima		98%	
Consumo em standby		2W	
Dimensões e peso	Dimensões CxLxA	600x600x1250 (cm)	
	Peso	286Kg	
Condições de funcionamento	Humidade relativa	5% - 95% (sem condensação)	
	Temperatura de funcionamento	0°C ~ 55°C	

Figura 7.48 - principais características do kit solar OASIS 12. [9]

Um exemplo de produção deste kit solar é apresentado na figura 7.49.

OASIS 12			
12000W/dia			
Aparelhos e / ou equipamentos até 3200 W (televisores, frigorífico, microondas, ar condicionado, forno, lâmpadas, placas elétricas, computadores, etc.)			
Componentes	Quantidade	Watts	Horas
Frigorífico	1	150	4
Forno elétrico	1	2500	1
Lâmpadas LED	12	20	4
Microondas	1	900	0,25
Antena parabólica	1	20	6
Rádio	1	10	2
Televisão	2	180	6
Chaleira elétrica	1	800	0,25
Computador	2	200	5
Ar condicionado	1	1200	3
Total			12000 W/dia

Figura 7.49 - exemplo de produção do kit solar OASIS 12. [9]

Referências bibliográficas

- [1] PROENÇA, Emanuel Dâmaso Rodrigues Brinquete - *A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL - Estado-da-Arte e Perspectivas de Desenvolvimento*. [em linha] Lisboa – Portugal, 2007. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial). Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa. Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395137487931/Tese%20-%20A%20Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20em%20Portugal.pdf>
- [2] VARGAS, Paulo Joaquim Bispo - *Autoconsumo: Análise e caso de estudo* [em linha] Lisboa – Portugal, 2015. Tese de mestrado (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Faculdade de Ciências e Tecnologia – Universidade de Lisboa. Acesso em: junho de 2016. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/15647/1/Vargas_2015.pdf
- [3] PINTO, Filipe - DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia - *Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf
- [4] LUMENOUS PTY - *SOLAR 101 – Understanding Types Of Solar Power Systems*. [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.solarbatterybackup.com.au/solar-101-understanding-types-of-solar-power-systems>
- [5] edp distribuição - *Manual de ligações à rede elétrica de serviço público*. 2015. 5ª edição [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/EDP%20Documents/EDP%20Distribui%C3%A7%C3%A3o_Manual_Liga%C3%A7%C3%B5es_2015.pdf
- [6] DAPE – *autoconsumo residencial – kit 250 W* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.dape.pt/wp-content/uploads/2016/04/DAPE_autoconsumo_250W_rev1.pdf

- [7] *DAPE – autoconsumo residencial – kit 500 W* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.dape.pt/wp-content/uploads/2016/04/DAPE_autoconsumo_500W.pdf
- [8] *DAPE – autoconsumo empresarial* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.dape.pt/wp-content/uploads/2016/04/DAPE_autoconsumo_oxygen_rev1.pdf
- [9] *DAPE – kits solares OASIS* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.dape.pt/wp-content/uploads/2016/04/DAPE_kits_solares_OASIS.pdf
- [10] *Interruptores diferenciais - System pro M compact* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pt/flipbooks/others/1/201111298792201111297905.pdf>
- [11] *Hager - Disjuntores Magnetotérmicos / 6/10 kA 1P+N, 1M / NFT701* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.hager.pt/produtos-e-catalogue/distribuicao-de-energia/proteccao/disjuntores-magnetotermicos/6-10-ka-1p+n-1m/nft701/18322.htm>
- [12] *Wikipédia, a enciclopédia livre - Terra (eletricidade)* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Terra_\(eletricidade\)](https://pt.wikipedia.org/wiki/Terra_(eletricidade))
- [13] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António - *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2014. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [14] *Hager Folheto Fusíveis* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: https://www.hager.pt/files/download/0/268035_1/0/Hager_Folheto_Fusiveis.pdf
- [15] *Microprodução Marco Silva – Fotos* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://marcopgs.jgduarte.com/fotos/>
- [16] *Renováveis na hora - Soluções de ligação da Instalação de Miniprodução à RESP* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=82dc7b55-b56a-4393-9bae-8e4e7ca5767e&groupId=13360

[17] *Renováveis na hora - Soluções de ligação da Unidade de Microprodução à RESP*

[em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em:

http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?p_l_id=13536&folderId=15654&name=DLFE-2103.pdf

[18] *Frutus - Estação Fruteira de Montejunto* [em linha] Acesso em: dezembro de 2016.

Disponível em: <https://www.google.pt/maps/uv?hl=pt->

<https://www.google.pt/maps/uv?hl=pt-PT&pb=!1s0xd18ca268cbd0561%3A0xd540e3b22c788b51!2m19!2m2!1i80!2i80!3m1!2i20!16m13!1b1!2m2!1m1!1e1!2m2!1m1!1e3!2m2!1m1!1e5!2m2!1m1!1e4!3m1!7e115!4shttps%3A%2F%2Fpicasaweb.google.com%2Ffh%2Fsredir%3Funame%3D108958656065662275311%26id%3D6353958926460604402%26target%3DPHOTO!5sFrutus-esta%C3%A7%C3%A3o%20Fruteira%20De%20Montejunto%20-%20Pesquisa%20Google&imagekey=!1e2!2scj0uBI-b6UIR5IH8o1IVw&sa=X&ved=0ahUKEwiC1-SyncvRAhUQsBQKHfCnC10QoiolcIAO>

[19] *profelectro - Disjuntor Diferencial e Interruptor Diferencial* [em linha] Acesso em:

dezembro de 2016. Disponível em: <http://www.profelectro.info/17/>

[20] *Frutus - estação Fruteira De Montejunto* [em linha] Acesso em: dezembro de 2016.

Disponível em: <https://www.google.pt/maps/uv?hl=pt->

<https://www.google.pt/maps/uv?hl=pt-PT&pb=!1s0xd18ca268cbd0561%3A0xd540e3b22c788b51!2m19!2m2!1i80!2i80!3m1!2i20!16m13!1b1!2m2!1m1!1e1!2m2!1m1!1e3!2m2!1m1!1e5!2m2!1m1!1e4!3m1!7e115!4shttps%3A%2F%2Fpicasaweb.google.com%2Ffh%2Fsredir%3Funame%3D108958656065662275311%26id%3D6353958926460604402%26target%3DPHOTO!5sfrutus%20-%20Pesquisa%20Google&imagekey=!1e2!2scj0uBI-b6UIR5IH8o1IVw&sa=X&ved=0ahUKEwjVwvDPxOHRAhUBXhoKHTd9DNgQoioldDAO>

[21] ALVARENGA, Carlos Alberto - *Solenerg Engenharia - BOMBEAMENTO DE ÁGUA*

COM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível

em: <http://www.solenerg.com.br/files/Bombeamento-de-agua-com-energia%20solar-Solenerg-Engenharia.pdf>

[22] CRITICAL-KINETICS - *AUTOCONSUMO - SOLAR LOG* [em linha] Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: <http://critical-kinetics.pt/Solar-Log/autoconsumo-solar-log.html>

8. Bombas Solares

As bombas solares ou um sistema FV de bombeamento de água, bombeiam água de furos, poços, lagos, rios, canais de água e reservatórios para uso doméstico ou comercial na agricultura e pecuária e uso comercial na indústria.

O sistema FV de bombeamento de água é, geralmente, um sistema FV autónomo, constituído por painéis FV, um controlador da bomba solar, uma eletrobomba, ou seja, uma bomba hidráulica acionada por um motor elétrico de CC ou de CA, submersível ou de superfície, canos, cabos, sensores ou sondas de níveis no furo, e eventualmente um reservatório de água e uma boia ou controlador de nível (Figura 8.1).

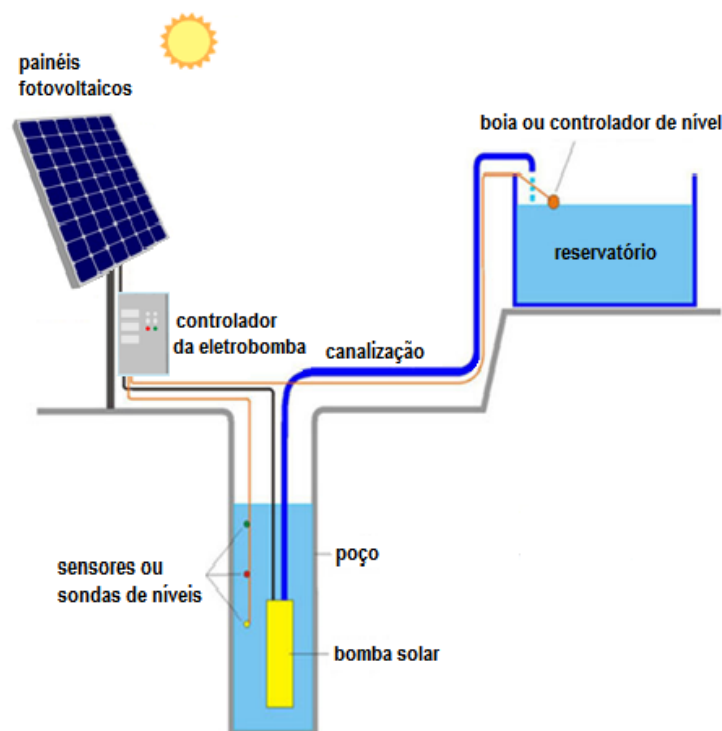


Figura 8.1 - sistema FV de bombeamento de água. [1] (adaptado)

Como um dia tem cerca de 8 horas de insolação e o período noturno, o sistema FV de bombeamento de água tem que ter a capacidade de bombear água como uma bomba convencional a funcionar 24 horas/dia. Por isso, para saber a capacidade do sistema fotovoltaico de bombeamento de água é em metros cúbicos ou litros por dia e é menos correto medir em metros cúbicos ou litros por hora.

O reservatório de água é necessário se é preciso fornecer água em alturas do dia que não há energia solar e é dimensionado para ter determinado número de dias de autonomia [2].

Ao utilizar um reservatório de água não é preciso usar o armazenamento de eletricidade em baterias ou a eletricidade da RESP ou um motor a diesel ou outra fonte de energia para bombear a água. Também, armazenar água num reservatório é o meio mais económico de fornecer água porque a vida útil de um reservatório é de várias décadas enquanto a vida útil das baterias é menor, cerca de 8 a 10 anos e depois são trocadas.

O uso de um sistema FV de bombeamento de água é fundamental em zonas remotas com difícil acesso á RESP e para as regiões com muita insolação, possivelmente regiões secas e carentes de água, com muita energia solar disponível para produzir eletricidade em módulos FV e eletrobombas para bombearem a água de furos, poços, lagos, rios, canais de água e reservatórios, necessária para os habitantes dessas regiões.

Neste sistema é necessário fazer a **perfuração de um poço** para a eletrobomba. A perfuração deve ser realizada com a completa limpeza do interior do poço para retirar resíduos de areia e os elementos sólidos e deve permitir a passagem livre da eletrobomba. Depois, faz-se a análise granulométrica das camadas geológicas do solo (diagrafia) para instalar filtros e pré-filtros ao longo do revestimento do poço para reter partículas existentes e evitar o desgaste prematuro das paredes internas da eletrobomba e conseqüente queda de rendimento. O revestimento do poço pode ser, de acordo com o tipo de formações geológicas do poço, em PVC tradicional, PVC roscado, aço normal ou aço inox. A **tubagem de revestimento** é constituída por tubos lisos e drenados (ralos) (Figura 8.2).

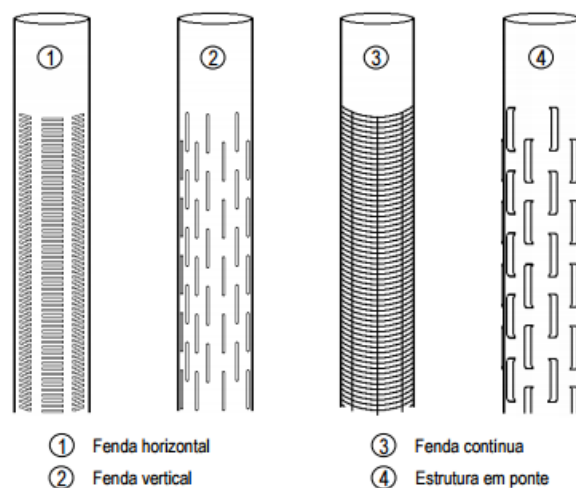


Figura 8.2- alguns tipos de fendas ou ralos dos tubos drenados. [12]

No tubo drenado ou tubo-ralo, a “slot” (abertura do ralo) será aquela que for recomendada pela análise da granulometria das camadas produtivas.

O tubo drenado é colocado na zona mais produtiva (aquíferos) da perfuração.

Para uma boa centralização do tubo de revestimento no furo são utilizados **centralizadores** em PEAD ou nylon, colocados entre a parede da perfuração e o exterior do tubo de revestimento (Figura 8.3).



Figura 8.3 - centralizador da coluna de revestimento do furo. [11]

Depois de colocado o tubo de revestimento no furo, preenche-se o espaço anular, espaço que fica entre a perfuração e a parte externa do tubo de revestimento, com um **pré-filtro ou maciço filtrante**, constituído por areão calibrado (Figura 8.4).



Figura 8.4 - pré-filtro de areão calibrado. [11]

O pré-filtro deve ser colocado em todos os furos, exceto nos furos em rocha. Geralmente, os furos para captação de água subterrânea atravessam diferentes níveis e camadas aquíferas com água de qualidade química distintas e para proteger a captação de contaminações superficiais, nos primeiros metros da captação, deve-se proceder ao **isolamento superficial** através de cimentações ou preenchimento do espaço anular com outro material de baixa permeabilidade, por exemplo, compactonit ou material argiloso (Figura 8.5) [11].



Figura 8.5 – isolamento. [11]

Se na eletrobomba o fluxo da água for menor que o especificado deve-se usar uma **camisa de arrefecimento** para assegurar que há sempre um fluxo de água suficiente ao longo da superfície do motor, de forma a refrigerar o mesmo (Figura 8.6).

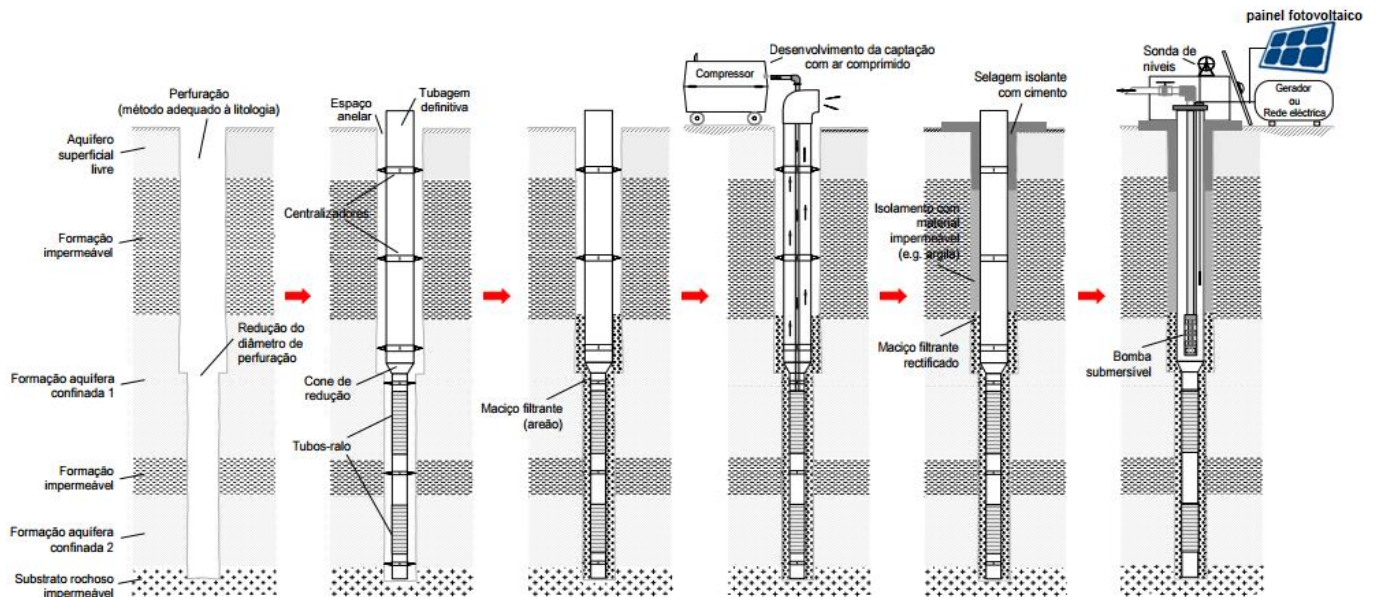


Figura 8.6 - camisa de arrefecimento. [13]

Após a colocação do tubo de revestimento e do pré-filtro, seguem-se as **operações de limpeza e desenvolvimento** do furo de captação para a eletrobomba obter, com o maior rendimento possível, água limpa sem materiais sólidos em suspensão. De seguida apresenta-se um esquema simplificado das fases principais da evolução da construção de um furo (Figura 8.7).

Uma eletrobomba é feita de materiais resistentes á corrosão como o aço inoxidável.

Figura 8.7 - Exemplo de um esquema genérico relativo às fases principais da evolução da construção de um furo. [12] (adaptado)

A escolha da eletrobomba é determinada pela profundidade da qual se deve extrair a água, a altura em que se deve elevar a um depósito ou a um canal de irrigação, etc., altura manométrica, às perdas de pressão nos encanamentos e demais componentes do sistema [10].

Existem 2 tipos de bombas usadas em sistemas FV autónomos: as bombas centrífugas e bombas volumétricas.

A **bomba centrífuga** é a mais utilizada e funciona através da rotação do eixo com um disco composto por hélices que força a entrada da água para o centro do eixo e força a saída pelos lados devido á força centrífuga (Figuras 8.8 e 8.9).



Figura 8.8 – Constituição de uma eletrobomba submersível centrífuga. [8]

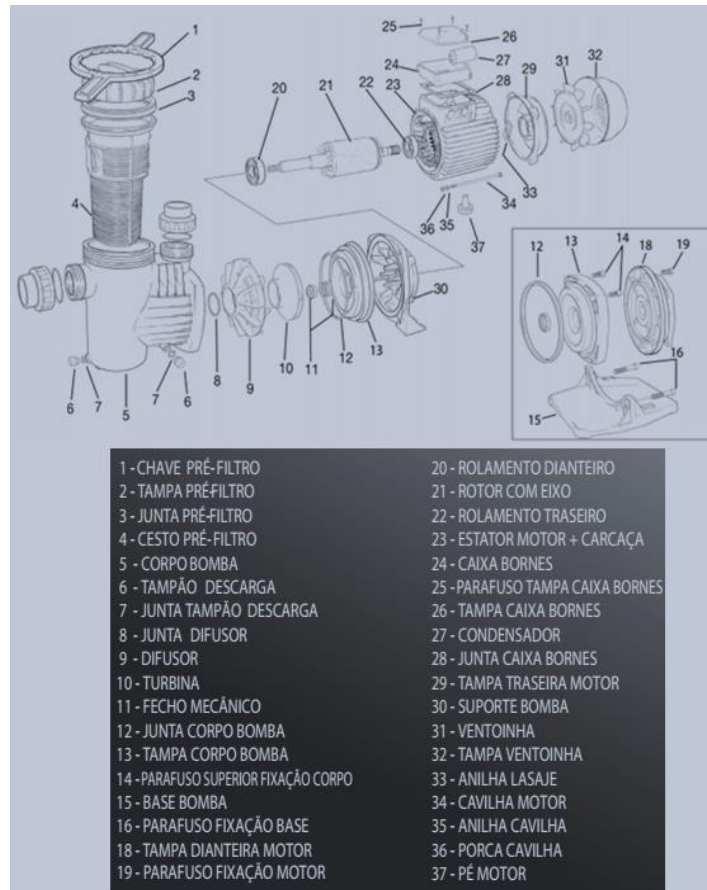


Figura 8.9 - Constituição de uma eletrobomba de superfície centrífuga. [8]

Estas eletrobombas podem fornecer grandes volumes de água, até cerca de 350 m³/h de caudal e atuam para reservatórios com uma altura manométrica até aos 250 metros. A altura manométrica é a altura que a bomba centrífuga consegue subir a água ou a distância entre o nível médio da água no furo e a altura máxima do reservatório (Figura 8.10).

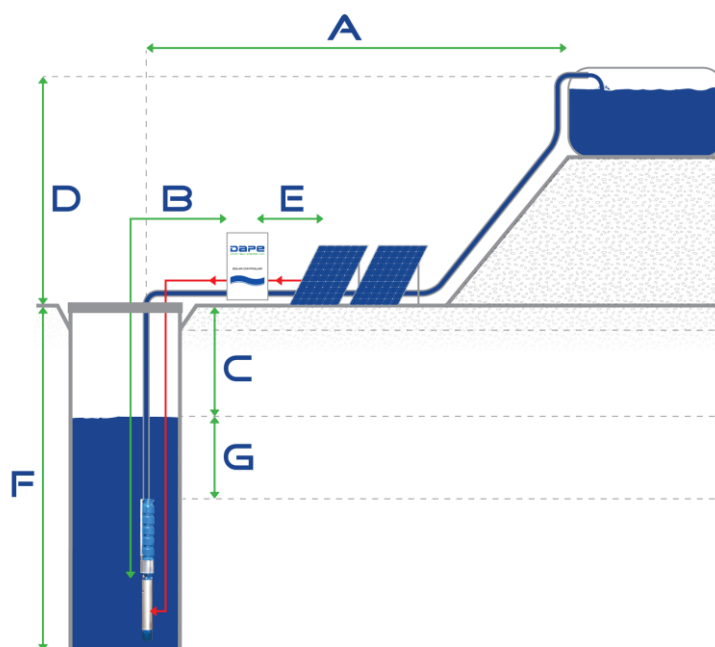


Figura 8.10 - (A) distância horizontal da eletrobomba ao reservatório; (B) distância ou o comprimento dos cabos da eletrobomba ao controlador; (C) distância do nível médio da água à superfície do poço; (D) desnível em relação ao depósito e a superfície do poço; (E) distância ou o comprimento dos cabos da eletrobomba aos painéis FV; (F) profundidade do poço; (G) distância da eletrobomba ao nível médio da água. A altura manométrica é a altura que a bomba consegue elevar o líquido é, portanto, a soma das distâncias C+D. [22]

Existem **2 classes de bombas centrífugas: submersíveis ou submersas e as de superfície**. As bombas submersas trabalham dentro de água e as bombas de superfície trabalham fora de água utilizando um tubo de sucção com uma altura máxima de aproximadamente 6 metros, contudo, alguns modelos, como as bombas autoaspirantes que eliminam a entrada de ar na bomba, podem operar com alturas de sucção maiores [3].

Na empresa DAPE tem maior saída para os clientes, as bombas centrífugas de C.A. trifásica submersíveis ou de superfície.

As eletrobombas fabricadas têm diferentes séries principalmente devido ao caudal e altura manométrica.

Na empresa DAPE, as eletrobombas mais utilizadas são:

- **submersíveis de série S6** e é a solução para aplicações domésticas, sistemas hidropneumáticos e também para irrigação agrícola. Tem potências até 45 kW, ideal para bombear água de furos, poços, reservatórios e canais de água. A

instalação pode ser vertical ou horizontal. As características e curvas de funcionamento a 2850 rpm são apresentada em anexo 1.

- **submersíveis de série S4** para aplicações domésticas, irrigação agrícola e sistemas hidropneumáticos e têm uma potência até 7.5kW e um caudal até 25m³/hora. As características e curvas de funcionamento a 2850 rpm são apresentada em anexo 2.
- de **superfície de série SMV** para sistemas integrados e autossuficientes para extrair água em edifícios e aplicações agrícolas. Fazem parte das bombas solares com alta estabilidade e polivalentes. As características e curvas de funcionamento são apresentadas em anexo 3.

As eletrobombas possuem um **sensor de nível**. O sensor de nível é utilizado no furos, poços, lagos, rios e canais de água para indicar o nível da água para poder acionar a eletrobomba quando á presença de água (Figura 8.11).



Figura 8.11 - sensor de nível. [9]

As **boias** são utilizadas para indicar o nível da água do reservatório. A boia utilizada pela DAPE é apresentada na figura 8.12.



Figura 8.12 – boia ou controlo de nível de líquidos. Foto do autor.

A boia indica o nível da água do reservatório e em particular se atingiu a capacidade máxima de armazenamento ou o nível de preenchimento impedindo a eletrobomba de bombear mais água como é apresentado na figura 8.13.

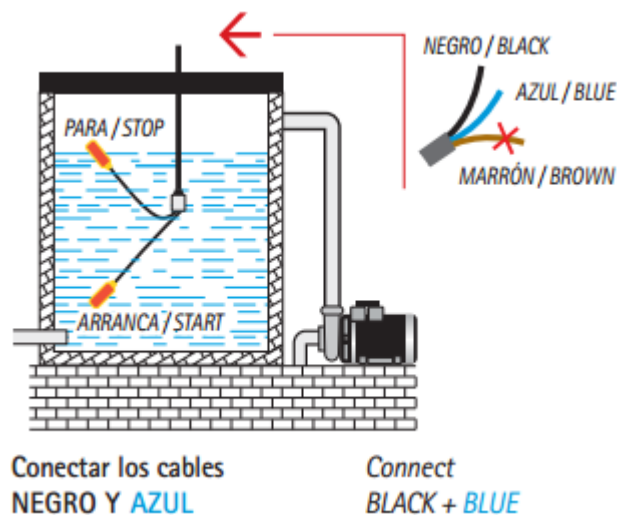


Figura 8.13 - controlo do nível para arrancar quando o reservatório quase vazio e para parar quando o reservatório está preenchido e as devidas ligações dos cabos elétricos. [4]

Um sistema FV de bombeamento de água com reservatório não utiliza baterias porque o reservatório faz o armazenamento da água bombeada pela eletrobomba, exceto se se trata de um sistema FV de autoconsumo com armazenamento de energia elétrica por baterias integrando também o sistema de bombeamento de água.

8.1. Controladores solares

Os controladores solares utilizados pela DAPE são um produto inovador e único no mercado porque é um controlador solar híbrido porque utiliza, além da energia solar, outras fontes de energia como por exemplo a energia elétrica da RESP, energia eólica, motor a diesel, etc., desde de que tenham os valores normais de tensão elétrica

permitindo que o sistema bombeie água na ausência de sol e durante a noite recorrendo à energia da rede ou à energia de um gerador a diesel (Figura 8.14) [5].



Figura 8.14 - controlador solar da empresa DAPE. (1) tem um comutador para o FV, RESP ou gerador de energia como o motor a diesel ou outro tipo de fonte de energia. Se não houver energia solar suficiente, o controlador vai buscar o que falta à RESP para trabalhar a 100%. O OFF desliga o controlador. (2) ligação dos painéis FV em CC aos conectores solares MC4. (3) tem duas ligações às sondas, uma para a boia do reservatório e outra para os sensores do furo, poço, lago, rio ou canais de água (4) entrada gerador/ rede em C.A. (5) ligação da eletrobomba (6) ligação à terra. Foto do autor.

O controlador solar da DAPE é composto por um variador de frequência OMRON MX2 trifásico o que permite uma fácil integração na maior parte dos sistemas FV de bombeamento de água, ou seja, não há necessidade de mudar a eletrobomba e converte a CC para CA para eletrobombas CA. Os variadores de frequência OMRON MX2 trifásico têm potências de 1,5 kW até 15 kW e tensões elétricas de 200 V e 400 V.

Um variador de frequência é um dispositivo capaz de gerar uma tensão e frequência trifásicas ajustáveis ou variáveis, com a finalidade de controlar a velocidade de um motor trifásico porque a eletrobomba pode trabalhar com maior ou menor rotação dependendo da radiação solar disponível [15]. Possui também componentes eletrônicos que controlam a tensão e corrente elétrica protegendo a eletrobomba de tensões excessivas e curto circuitos, como foi mencionado no capítulo do autoconsumo (Figuras 8.15 e 8.16).



Figura 8.15 - variador de frequência OMRON MX2 trifásico 15 kW e 400 V usado na DAPE. Foto do autor.

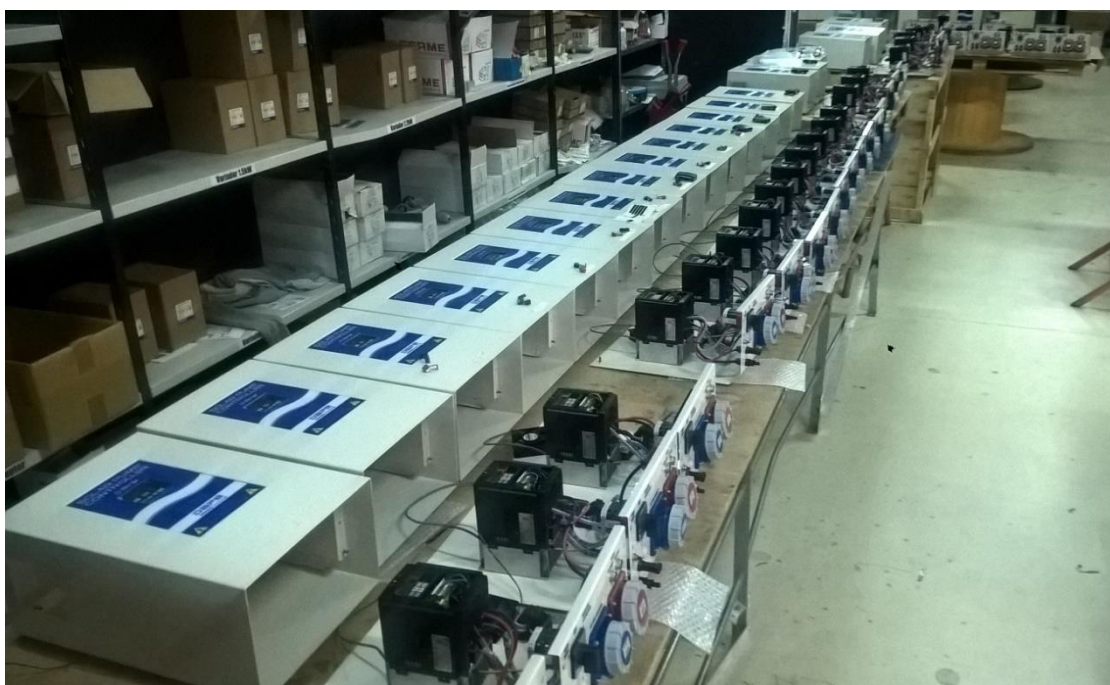


Figura 8.16 - montagem de controladores solares da empresa DAPE e dos variadores de frequência OMRON. Foto do autor.

Os controladores solares da DAPE de têm as seguintes principais características:

- controlador híbrido para sistemas de bombagem solar
- trabalha com painéis fotovoltaicos e geradores/rede elétrica
- possibilidade de alimentação em rede e gerador
- alta eficiência de conversão, baixo ruído, longa durabilidade

- tecnologia MPPT avançada - eficiência >99.9%
- detetor de funcionamento a seco - proteção do motor
- sistema robusto de proteção infalível
- caixa 100% hermética
- fácil instalação, manuseamento e manutenção [5]

As principais características dos controladores solares da DAPE que funcionam com eletrobombas de 0,75 kW a 1,5 kW são apresentadas na figura 8.17.

		CBS 080 01	CBS 150 01
Item Tipo		0.75 kW	1.50 kW
ENTRADA CC	Tensão máx. CC (Voc)	390 V	390 V
	Tensão recomendada MPPT (vmp)	250-380 V	250-380 V
	Potência recomendada FV.	1,35 kWp	2,60 kWp
	Eficiência máx. MPPT	99%	99%
	Número de strings	1	1
ENTRADA CA	Tensão nominal	230~ V, monofásico	230~ V, monofásico
	Intervalo frequência	50~60 Hz	50~60 Hz
SAÍDA CA	Potência máx. motor	0,75 kW	1,50 kW
	Tensão nominal	230~ V, trifásico	230~ V, trifásico
	Intervalo frequência	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz
	Corrente nominal	9,6 A	12,0 A
SISTEMA	Eficiência máx.	97%	97%
	Classe de proteção	I	I
	IP de proteção	IP54	IP54
	Temperatura ambiente	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C
	Arrefecimento	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada
	Ecrã	LCD	LCD
PESO E DIMENSÕES	Dimensões (CxLxA)	463x300x198 (mm)	463x300x198 (mm)
	Peso	12,2 Kg	12,6 Kg
	Dimensões embalagem (CxLxA)	580x305x240 (mm)	580x305x240 (mm)

Figura 8.17 - características dos controladores solares da DAPE de 0.75 kW e 1.5 kW. [6]

As principais características dos controladores solares da DAPE que funcionam com eletrobombas de 2,2 kW a 4,0 kW são apresentadas na figura 8.18:

		CBS 220 01	CBS 300 01	CBS 400 01
Item Tipo		2.2 kW	3.0 kW	4.0 kW
ENTRADA CC	Tensão máx. CC (Voc)	790 V	790 V	790 V
	Tensão recomendada MPPT (vmp)	500-700 V	500-700 V	500-700 V
	Potência recomendada FV.	3,70 kWp	4,80 kWp	6,60 kWp
	Eficiência máx. MPPT	99%	99%	99%
	Número de filas	1	2	2
ENTRADA CA	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz
SAÍDA CA	Potência máx. motor	2,20 kW	3,00 kW	4,00 kW
	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz
	Corrente nominal	8,8 A	11,1 A	17,5 A
	Eficiência máx.	97%	97%	97%
SISTEMA	Classe de proteção	I	I	I
	IP de proteção	IP54	IP54	IP54
	Temperatura ambiente	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C
	Arrefecimento	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada
	Ecrã	LCD	LCD	LCD
	PESO E DIMENSÕES	Dimensões (CxLxA)	463x300x198 (mm)	463x300x198 (mm)
Peso		12,6 Kg	12,6 Kg	22,7 Kg
Dimensões embalagem (CxLxA)		580x305x240 (mm)	580x305x240 (mm)	780x400x400 (mm)

Figura 8.18 - características dos controladores solares da DAPE de 2.2kW, 3.0kW e 4.0kW. [6]



Figura 8.19 - controlador solar da DAPE de 3kW. [6]

As principais características dos controladores solares da DAPE que funcionam com eletrobombas de 5,5kW a 15,0kW são apresentadas na figura 8.20:

		CBS 550 01	CBS 750 01	CBS 1100 01	CBS 1500 01
Item Tipo		5.5 kW	7.5 kW	11.0 kW	15.0 kW
ENTRADA CC	Tensão máx. CC (Voc)	790 V	790 V	790 V	790 V
	Tensão recomendada MPPT (vmp)	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V
	Potência recomendada FV.	9,00 kW	12,00 kW	18,00 kW	24,00 kW
	Eficiência máx. MPPT	99%	99%	99%	99%
	Número de strings	2	3	4	6
ENTRADA CA	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz
SAÍDA CA	Potência máx. motor	5,50 kW	7,50 kW	11,0 kW	15,0 kW
	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz
	Corrente nominal	23,0 A	31,0 A	34,0 A	38,0 A
SISTEMA	Eficiência máx.	97%	97%	97%	97%
	Classe de proteção	I	I	I	I
	IP de proteção	IP54	IP54	IP54	IP54
	Temperatura ambiente	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C
	Arrefecimento	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada
	Ecrã	LCD	LCD	LCD	LCD
PESO E DIMENSÕES	Dimensões (CxLxA)	673x400x247 (mm)	673x400x247 (mm)	673x400x247 (mm)	673x400x247 (mm)
	Peso	24,2 Kg	24,8 Kg	26,6 Kg	26,7 Kg
	Dimensões embalagem (CxLxA)	780x400x400 (mm)	780x400x400 (mm)	780x400x400 (mm)	780x400x400 (mm)

Figura 8.20 - características dos controladores solares da DAPE de 5.5kW, 7.5kW, 11.0kW e 15.0kW. [6]

As principais características dos controladores solares da DAPE que funcionam com eletrobombas de 18,5kW a 45,0kW são apresentadas na figura 8.21:

		CBS 1850 01	CBS 2200 01	CBS 3000 01	CBS 3700 01	CBS 4500 01
Item Tipo		18.5 kW	22.0 kW	30.0 kW	37.0 kW	45.0 kW
ENTRADA CC	Tensão máx. CC (Voc)	790 V	790 V	790 V	790 V	790 V
	Tensão recomendada MPPT (vmp)	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V
	Potência recomendada FV.	30,0 kWp	35,0 kWp	45,0 kW	55,0 kW	65,0 kW
	Eficiência máx. MPPT	99%	99%	99%	99%	99%
	Número de filas	6	7	9	11	13
ENTRADA CA	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz
SAÍDA CA	Potência máx. motor	18,5 kW	22,0 kW	30,0 kW	37,0 kW	45,0 kW
	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz
	Corrente nominal	57,0 A	70,0 A	85,0 A	105 A	135 A
SISTEMA	Eficiência máx.	97%	97%	97%	97%	97%
	Classe de proteção	I	I	I	I	I
	IP de proteção	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
	Temperatura ambiente	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C
	Arrefecimento	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada
	Dimensões (CxLxA)	1500x600x400 (mm)	1500x600x400 (mm)	1500x600x400 (mm)	1500x600x400 (mm)	1500x600x400 (mm)
PESO E DIMENSÕES	Peso	80,0 kg	90,0 kg	100,0 kg	110,0 kg	110,0 kg
	Dimensões embalagem (CxLxA)	1600x650x450 (mm)	1600x650x450 (mm)	1600x650x450 (mm)	1600x650x450 (mm)	1600x650x450 (mm)

Figura 8.21 - características dos controladores solares da DAPE de 18.5kW, 22.0kW, 30.0kW, 37.0kW e 45.0kW. [7]

As principais características dos controladores solares da DAPE que funcionam com eletrobombas de 55,0kW a 220,0kW são apresentadas na figura 8.22:

		CBS 5500 01	CBS 7500 01	CBS 9000 01	CBS 11000 01	CBS 13200 01	CBS 16000 01	CBS 2200 01
Item Tipo		55.0 kW	75.0 kW	90.0 kW	110.0 kW	132.0 kW	160.0 kW	220.0 kW
ENTRADA CC	Tensão máx. CC (Voc)	790 V	790 V	790 V	790 V	790 V	790 V	790 V
	Tensão recomendada MPPT (vmp)	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V
	Potência recomendada FV.	85,0 kW	115,0 kW	135,0 kW	165,0 kW	200,0 kW	240,0 kW	330,0 kW
	Eficiência máx. MPPT	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Número de strings		17	23	27	33	40	48	66
ENTRADA CA	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz
	Potência máx. motor	55,0 kW	75,0 kW	90,0 kW	110,0 kW	132,0 kW	160,0 kW	220,0 kW
SAÍDA CA	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz
	Corrente nominal	160,0 A	195,0 A	230,0 A	290,0 A	300,0 A	375,0 A	500,0 A
	Eficiência máx.	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
SISTEMA	Classe de proteção	I	I	I	I	I	I	I
	IP de proteção	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
	Temperatura ambiente	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C	(-)25°C a (+)65°C
	Arrefecimento	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada
	Dimensões (CxLxA)	1900x950x600 (mm)	1900x950x600 (mm)	2000x950x600 (mm)	2000x950x600 (mm)	2300x950x700 (mm)	2300x950x700 (mm)	2300x950x800 (mm)
PESO E DIMENSÕES	Peso	180,0 kg	180,0 kg	190,0 kg	190,0 kg	260,0 kg	260,0 kg	280,0 kg
	Dimensões embalagem (CxLxA)	2000x1000x700 (mm)	2000x1000x700 (mm)	2100x1000x700 (mm)	2100x1000x700 (mm)	2400x1000x750 (mm)	2400x1000x750 (mm)	2400x1000x850 (mm)

Figura 8.22 - características dos controladores solares da DAPE de 55.0kW, 75.0kW, 90.0kW, 110.0kW, 132.0kW, 160.0kW e 220.0kW. [7]



Figura 8.23 - controlador solar da DAPE de 18.5kW-220kW. [7]

Os controladores solares têm garantia de 2 anos.

8.2 Exemplo de aplicação de sistema fotovoltaico de bombeamento de água

A empresa DAPE realizou uma visita numa das suas obras integrada numa ação de formação de energias renováveis a alunos de outras escolas. Esta visita foi a Valpaços para ver a instalação de um sistema FV isolado de bombeamento de água e analisar, aprender ou compreender o funcionamento do sistema.

Esta visita foi a um campo vinícola de 50 hectares à Quinta Valle de Passos - Qvp, Sociedade Agrícola, Lda em Valpaços (Figura 8.24).



Figura 8.24 - campo vinícola de 50 hectares da Quinta Valle de Passos em Valpaços. Foto do autor.

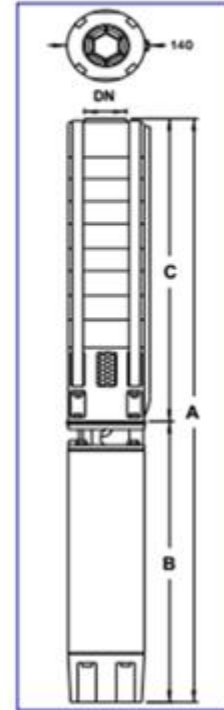
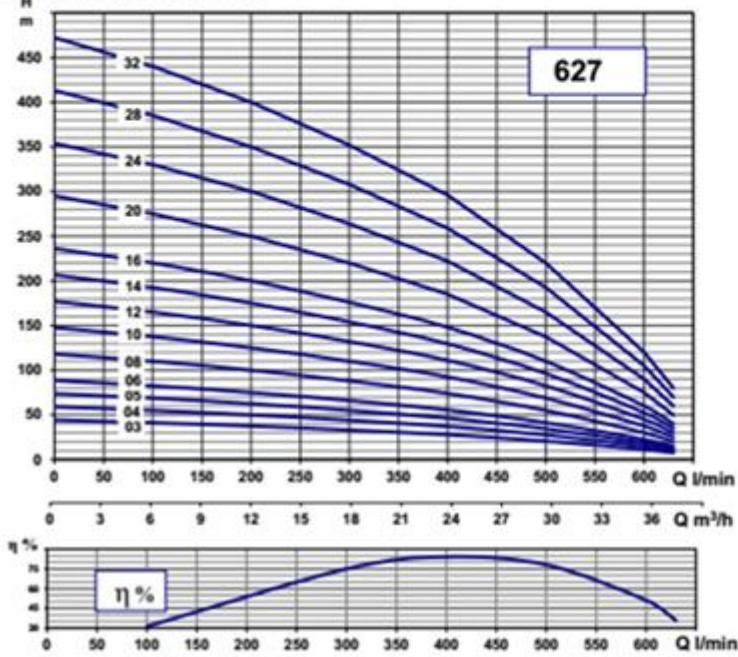
O campo é ladeado pelo rio Rabaçal onde tem uma eletrobomba submersa FT62710 de 11kW com um caudal de aproximadamente 30 m³/h para uma altura manométrica de 65 metros (Figuras 8.25 e 8.26) que bombeia água até um lago que faz de reservatório com a capacidade de 1500m³ ou 1500 000 litros de água (Figura 8.27).



Figura 8.25 - eletrobomba submersa FT62710 de 11 kW com sensor de nível no rio Rabaçal. Foto do autor.

CURVAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

Ensaio segundo a norma ISO 9906



CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

TIPO	VERSÃO 50 Hz	MOTOR	CONDENSADOR	H - Altura manométrica total (m)	Q - Débito									DIMENSÕES E PESO										
					0	6	12	18	24	30	36	37,5	43,0	A	B	C	DN	kg						
FM 627 03	1"220/230	15,5	70	450																				
FT 627 03	3"220/230 3"380/415	2,2 5,9			44,3	41,3	37,5	33	27,8	20,6	11,3	8	896	460	536	3"	23							
FT 627 04	3"220/230 3"380/415	3 7,8			59	55	50	44	37	27,5	15	10	1022	423	599	3"	27							
FT 627 05	3"220/230 3"380/415	4 9,3			73,8	68,8	62,5	55	46,3	34,4	18,8	12,5	1252	581,2	671	3"	49							
FT 627 06	3"220/230 3"380/415	5,5 12,5			88,5	82,5	75	66	55,5	41,3	22,5	15	1348	614,4	734	3"	54							
FT 627 08	3"220/230 3"380/415	7,5 16,0			118	110	100	88	74	55	30	20	1506	646,2	860	3"	61							
FT 627 10	3"220/230 3"380/415	9,3 20,7			148	138	125	110	92,5	68,8	37,5	25	1665	678,7	986	3"	65							
FT 627 12	3"220/230 3"380/415	11 23,3			177	165	150	132	111	82,5	45	30	1823	711,2	1112	3"	71							
FT 627 14	3"220/230 3"380/415	15 31,3			207	193	175	154	130	96,3	52,5	35	2014	776,2	1238	3"	79							
FT 627 16	3"220/230 3"380/415	15 31,3			236	220	200	176	148	110	60	40	2140	776,2	1364	3"	81							
FT 627 20	3"220/230 3"380/415	18,5 38,5			295	275	250	220	185	138	75	50	2458	841,5	1616	3"	93							
FT 627 24	3"220/230 3"380/415	22 45,3			354	330	300	264	222	165	90	60	2775	906,5	1868	3"	103							
FT 627 28	3"220/230 3"380/415	30 63,5			413	385	350	308	259	193	105	70	3157	1037	2120	3"	122							
FT 627 32	3"220/230 3"380/415	30 63,5			472	440	400	352	296	220	120	80	3409	1037	2372	3"	127							

Figura 8.26 – Ficha técnica da eletrobomba submersível FT62710 de 11kW. [22]



Figura 8.27 - lago que faz de reservatório com a capacidade de 1500 m³ ou 1500 000 litros de água. Foto do autor.

A distância da eletrobomba ao lago tem é de 600 metros e tem uma altura manométrica de 65 metros e são ligados pelo tubo de água e o tubo de cabos dos sensores (Figura 8.28).



Figura 8.28 - . tubo de água (tubo preto com risca azul) e o tubo de cabos elétricos (tubo vermelho) que ligam a eletrobomba, painéis e o lago (reservatório). Foto do autor.

A eletrobomba tem o sensor de nível e o lago tem a boia ou controle de nível (Figura 8.29).



Figura 8.29 - saída do tubo de água no lago e boia ou controle de nível. Foto do autor.

A eletrobomba é alimentada por 60 painéis FV de 250 W, dispostos em 3 filas com 20 painéis em série cada e as 3 filas ligadas em paralelo (Figuras 8.30 e 8.31) fornecendo uma potência nominal de 15 kW e tem um controlador solar CBS 110001 de 11 kW (Figuras 8.32 e 8.33).



Figura 8.30 - painéis FV de 250 W. Foto do autor.



Figura 8.31 - painéis FV de 250 W. Foto do autor.



Figura 8.32 – painéis FV, habitáculo e controlador solar CBS 110001 de 11 kW. Foto do autor.



Figura 8.33 - controlador solar CBS 110001 de 11 kW. Foto do autor.

Referências bibliográficas

- [1] *High Power DC Submersible Solar Water Pump for Agricultural - Guangzhou Suntotal Solar Technology Limited*. [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://suntotalneo.en.ec21.com/High_Power_DC_Submersible_Solar--8960729_8960740.html
- [2] *Blog do Wendel - Vale a pena gerar energia Solar no Brasil? (Parte II) - Sistemas de bombeamento solar*. [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://blog.wendelrocha.eng.br/17-engenharia/58-vale-a-pena-gerar-energia-solar-no-brasil-parte-ii>
- [3] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António - *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* [em linha] Rio de Janeiro – Brasil, 2014. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.
Acesso em: janeiro de 2016. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [4] VIYILANT - *CONTROL DE NIVEL HERMÉTICO* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.viyilant.com.ar/catalogos/control.pdf>
- [5] DAPE – *NEW ENERGY. Controladores solares* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.dape.pt/controladores-solares/>
- [6] DAPE – *NEW ENERGY. Controladores solares 0.8kW – 15.0kW* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.dape.pt/wp-content/uploads/2016/04/DAPE_controladores_solares_0.8-15.pdf
- [7] DAPE – *NEW ENERGY. Controladores solares 18.5kW – 220.0kW* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.dape.pt/wp-content/uploads/2016/04/DAPE_controladores_solares_18.5-220.pdf
- [8] DAPE – *NEW ENERGY. Bombas solares* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.dape.pt/bombas-solares/>
- [9] *Repmel - representações, Lda*. [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.bifase.com/fichs/pags/imgs/Repmel_2013_01_PT.PDF

- [10] ONUDI - Observatório de Energias Renováveis para América Latina e Caribe - *PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS - Energia Solar Fotovoltaica* [em linha] Acesso em: fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.renenergyobservatory.org/br/programa-de-capacitacao.html>
- [11] *Sondagens Batalha - ETAPAS DA CONSTRUÇÃO DE UM FURO DE ÁGUA* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.sondagensbatalha.com/informacao-tecnica/etapas-da-construcao-de-um-furo-de-agua>
- [12] *Comissão Setorial para a Água (CS/04) - Manual de Boas Práticas para a Execução e Exploração de Furos de Captação de Águas Subterrâneas* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www1.ipq.pt/PT/SPQ/ComissoesSectoriais/CS04/Documents/Manual_Furos_Captacao.pdf
- [13] *e-Sun - Camisas de Arrefecimento* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://e-sun.pt/produtos-2/acessorios/camisas-de-arrefecimento/>
- [14] FRANKLIN, Taniel Silva - *Simulação de um sistema de bombeamento d'água empregando energia solar fotovoltaica* [em linha] Salvador, Bahia – Brasil, 2009. Mestrado (Engenharia Elétrica) Universidade Federal da Bahia. Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.ppgEE.eng.ufba.br/teses/41524ee6f5d6529c4392394f34f821cb.pdf>
- [15] ALVARENGA, Carlos Alberto - *Solenerg Engenharia - BOMBEAMENTO DE ÁGUA COM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.solenerg.com.br/files/Bombeamento-de-agua-com-energia%20solar-Solenerg-Engenharia.pdf>

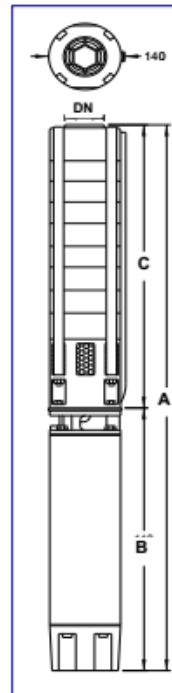
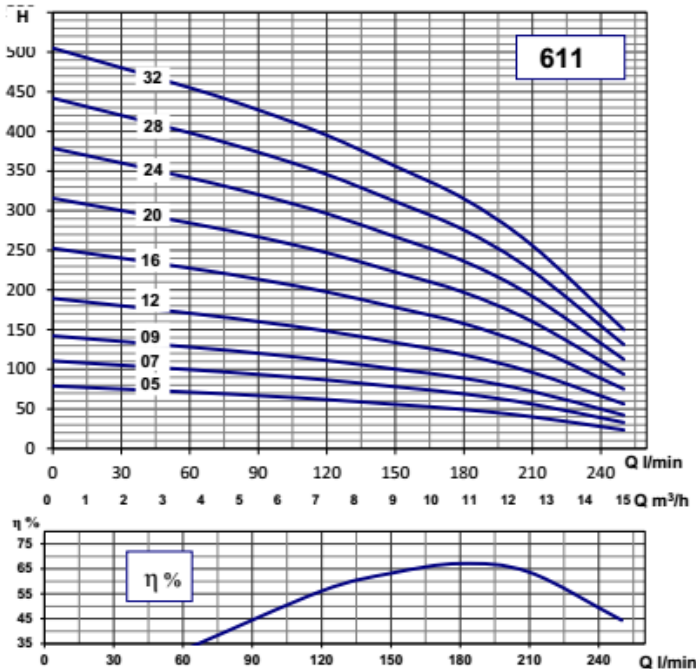
Anexo 1 – eletrobombas submersíveis da série S6



Figura 8.34 - eletrobomba submersível da série S6. [8]

CURVAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

Ensaio segundo a norma ISO 9906



CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

TIPO	VERSÃO 50 Hz	MOTOR	CONDENSADOR	Q - Débito												DIMENSÕES E PESO				
				m³/h	0	3,6	5,4	7,2	9	10,8	12,6	15	A	B	C	DN	kg			
FM 611 05	1-220/230	2,2	15,5	70	450	H - Altura manométrica total (m)	79	71	67	62	56	49	40	23	1012	460	552	2" 1/2	28	
FT 611 05	3-220/230 3-380/415		10,2 5,9				79	71	67	62	56	49	40	23	908	356				23
FT 611 07	3-220/230 3-380/415	3	13,5 7,8				110	100	93	86	78	69	56	33	1057	423	634	2" 1/2	28	
FT 611 09	3-220/230 3-380/415	4	16,1 9,3				142	128	120	111	100	89	72	42	1306	581	725	2" 1/2	51	
FT 611 12	3-220/230 3-380/415	5,5	21,7 12,5				189	171	160	148	134	118	96	56	1462	614	848	2" 1/2	57	
FT 611 16	3-220/230 3-380/415	7,5	27,7 16,0				253	228	214	198	178	158	128	75	1658	646	1012	2" 1/2	64	
FT 611 20	3-220/230 3-380/415	9,3	36,0 20,7				316	284	267	247	223	197	160	94	1855	679	1176	2" 1/2	69	
FT 611 24	3-220/230 3-380/415	11	40,4 23,3				379	341	320	296	267	236	192	113	2123	711	1412	2" 1/2	76	
FT 611 28	3-220/230 3-380/415	15	45,3 31,3				442	398	374	346	312	276	224	131	2352	776	1576	2" 1/2	85	
FT 611 32	3-220/230 3-380/415	15	45,3 31,3				505	455	427	395	356	315	256	150	2516	776	1740	2" 1/2	88	

DAPE New Energy
www.dape.pt | geral@dape.pt

Criado por DAPE New Energy

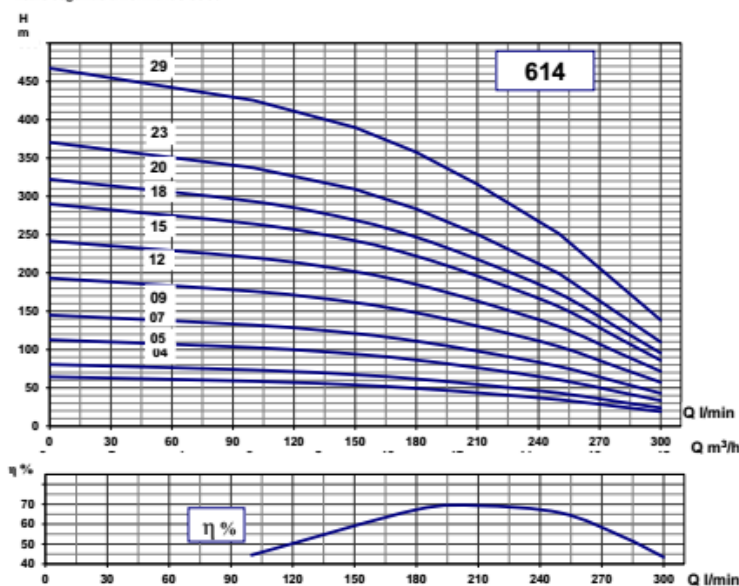
Todas as especificações e informações podem sofrer alterações sem aviso e eventuais erros podem naturalmente ocorrer.

Contacte-nos para mais informações.

A ÁGUA QUE VEM DO SOL.

CURVAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

Ensaio segundo a norma ISO 9906



CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

TIPO	VERSÃO 50 Hz	MOTOR	CONDENSADOR	Q - Débito																DIMENSÕES E PESO				
				m³/h		l/min														A	B	C	DN	kg
				0	6	0	100	150	180	210	250	280	300	971	867	975	1224	1339	1494	1650	1805	1952	2147	2459
FM 614 04	1"220/230	15,5	70	450	H - Altura manométrica total (m)	64	59	54	49	44	35	25	19	971	460	511	2" 1/2	28						
FT 614 04	3"220/230 3"380/415	2,2 10,2 5,9				81	73	67	62	54	43	32	24	867	356	552	2" 1/2	23						
FT 614 05	3"220/230 3"380/415	3	13,5 7,8			113	103	94	86	76	61	44	33	975	423	643	2" 1/2	26						
FT 614 07	3"220/230 3"380/415	4	16,1 9,3			145	132	121	111	98	78	57	43	1224	581	725	2" 1/2	49						
FT 614 09	3"220/230 3"380/415	5,5	21,7 12,5			193	176	161	148	131	104	76	57	1339	614	725	2" 1/2	54						
FT 614 12	3"220/230 3"380/415	7,5	27,7 16,0			242	220	202	185	163	130	95	72	1494	646	848	2" 1/2	61						
FT 614 15	3"220/230 3"380/415	9,3	36,0 20,7			290	264	242	222	196	156	114	86	1650	679	971	2" 1/2	65						
FT 614 18	3"220/230 3"380/415	11	40,4 23,3			322	293	269	247	218	173	127	96	1805	711	1094	2" 1/2	71						
FT 614 20	3"220/230 3"380/415	15	45,3 31,3			371	337	309	284	250	199	146	110	1952	776	1176	2" 1/2	78						
FT 614 23	3"220/230 3"380/415	15	45,3 31,3			467	425	390	358	316	251	184	139	2147	776	1371	2" 1/2	81						
FT 614 29	3"220/230 3"380/415	18,5	66,7 38,5											2459	842	1617	2" 1/2	92						

DAPE New Energy
www.dape.pt | geral@dape.pt

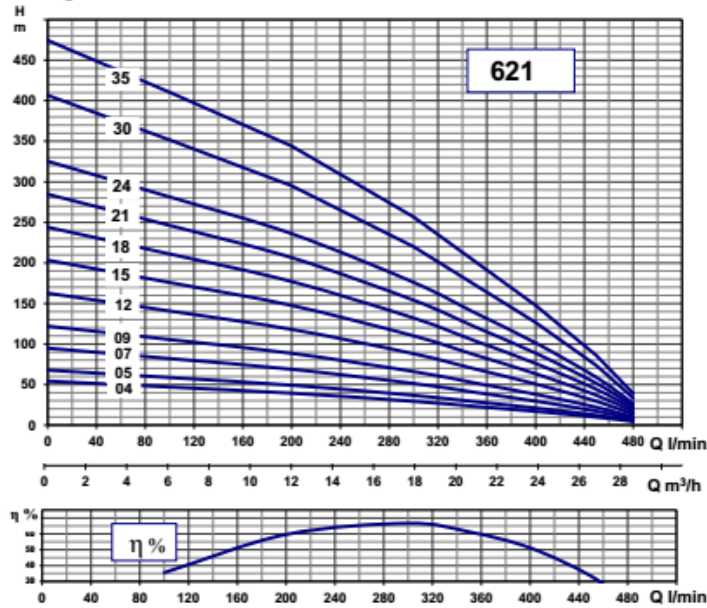
Criado por DAPE New Energy

Todas as especificações e informações podem sofrer alterações sem aviso e eventuais erros podem naturalmente ocorrer.
Contacte-nos para mais informações.

A ÁGUA QUE VEM DO SOL

CURVAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

Ensaio segundo a norma ISO 9906



CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

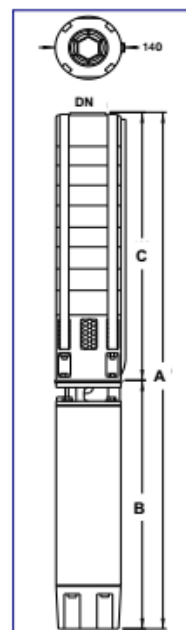
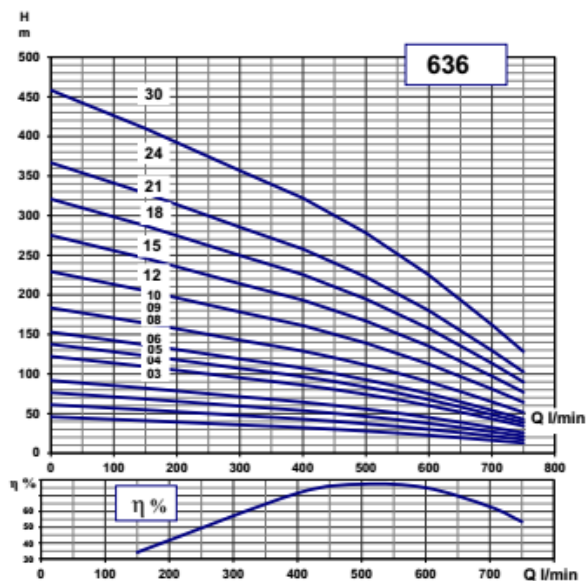
TIPO	VERSÃO 50 Hz	MOTOR				Q - Débito										DIMENSÕES E PESO				
		kW	A	µF	V	m³/h	0	6	12	18	21	24	27	28,8	A	B	C	DN	kg	
FM 621 04	1~220/230	2,2	15,5	70	450	H - altura manométrica total (m)	54	47	39	29	23	17	10	4	1039	460	579	2" 1/2	29	
FT 621 04	3~220/230 3~380/415		10,2 5,9				95	82	69	51	40	30	17	8	1343	581	762	2" 1/2	51	
FT 621 05	3~220/230 3~380/415	3	13,5 7,8		122		106	89	66	52	38	22	10	1492	614	878	2" 1/2	57		
FT 621 07	3~220/230 3~380/415	4	16,1 9,3		163		141	118	88	69	51	29	13	1698	646	1052	2" 1/2	64		
FT 621 09	3~220/230 3~380/415	5,5	21,7 12,5		203		176	148	110	87	63	37	17	1905	679	1226	2" 1/2	69		
FT 621 12	3~220/230 3~380/415	7,5	27,7 16,0		244		211	177	132	104	76	44	20	2111	711	1400	2" 1/2	76		
FT 621 15	3~220/230 3~380/415	9,3	36,0 20,7		285		246	207	154	121	89	51	23	2350	776	1574	2" 1/2	85		
FT 621 18	3~220/230 3~380/415	11	40,4 23,3		325		281	236	176	139	101	59	27	2524	776	1748	2" 1/2	88		
FT 621 21	3~220/230 3~380/415	15	45,3 31,3		407		352	295	220	173	127	73	33	2938	842	2096	2" 1/2	100		
FT 621 24	3~220/230 3~380/415	15	45,3 31,3		474		410	344	257	202	148	86	39	3293	907	2386	2" 1/2	112		
FT 621 30	3~220/230 3~380/415	18,5	66,7 38,5																	
FT 621 35	3~220/230 3~380/415	22	78,5 45,3																	

DAPE New Energy
www.dape.pt | geral@dape.pt
 Criado por DAPE New Energy
 Todas as especificações e informações podem sofrer alterações sem aviso e eventuais erros podem naturalmente ocorrer.
 Contacte-nos para mais informações.

A ÁGUA QUE VEM DO SOL

CURVAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

Ensaio segundo a norma ISO 9906



CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

TIPO	VERSÃO 50 Hz	MOTOR	H - Altura manométrica total (m)	Q - Débito										DIMENSÕES E PESO			
				m³/h	0	9	18	24	30	36	42	45	A	B	C	DN	kg
				l/min	0	150	300	400	500	600	700	750					
FT 636 03	3"220/230 3"380/415	3	13,5 7,8	46	41	36	32	28	23	16	13	959	423	536	3"	26	
FT 636 04	3"220/230 3"380/415	4	16,1 9,3	61	55	48	43	37	30	22	17	1189	581,2	608	3"	48	
FT 636 05	3"220/230 3"380/415	5,5	21,7 12,5	76	68	59	54	46	38	27	21	1285	614,4	671	3"	53	
FT 636 06	3"220/230 3"380/415	7,5	27,7 16,0	92	82	71	64	56	45	32	26	1380	646,2	734	3"	58	
FT 636 08	3"220/230 3"380/415	9,3	36,0 20,7	122	109	95	86	74	60	43	34	1539	678,7	860	3"	63	
FT 636 09	3"220/230 3"380/415	11	40,4 23,3	138	123	107	97	83	68	49	39	1634	711,2	923	3"	67	
FT 636 10	3"220/230 3"380/415	15	54,2 31,3	153	137	119	107	93	75	54	43	1762	776,2	986	3"	74	
FT 636 12	3"220/230 3"380/415	15	54,2 31,3	183	164	143	129	111	90	65	51	1888	776,2	1112	3"	76	
FT 636 15	3"220/230 3"380/415	18,5	66,7 38,5	229	205	178	161	139	113	81	64	2143	841,5	1301	3"	86	
FT 636 18	3"220/230 3"380/415	22	78,5 45,3	275	246	214	193	167	135	97	77	2397	906,5	1490	3"	96	
FT 636 21	3"220/230 3"380/415	30	107,0 63,5	321	287	250	225	195	158	113	90	2716	1037	1679	3"	113	
FT 636 24	3"220/230 3"380/415	30	107,0 63,5	367	328	285	258	222	180	130	103	2905	1037	1868	3"	116	
FT 636 30	3"220/230 3"380/415	37	127,0 73,0	458	410	357	322	278	225	162	128	3651	1405	2246	3"	156	

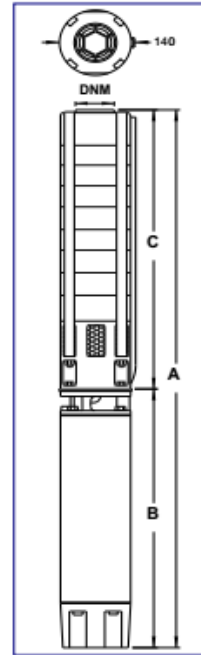
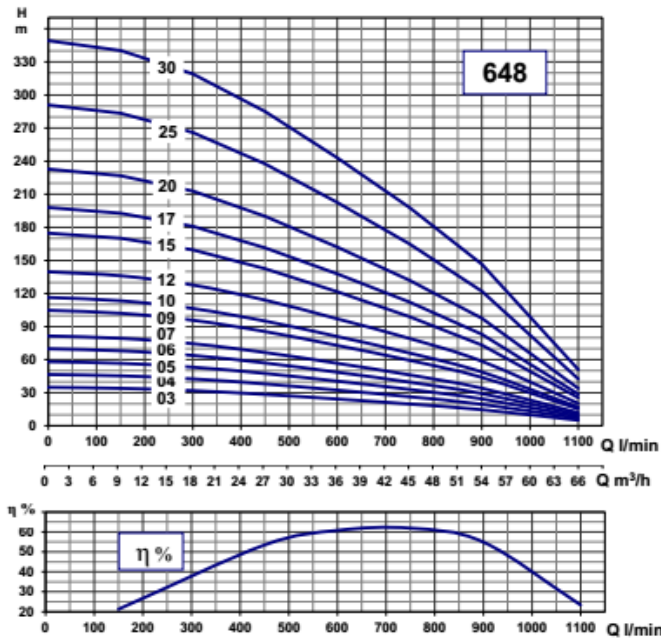
DAPE New Energy
www.dape.pt | geral@dape.pt

A ÁGUA QUE VEM DO SOL

Criado por DAPE New Energy
Todas as especificações e informações podem sofrer alterações sem aviso e eventuais erros podem naturalmente ocorrer.
Contacte-nos para mais informações.

CURVAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

Ensaio segundo a norma ISO 9906



CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO A 2850 rpm

TIPO	VERSÃO 50 Hz	MOTOR	H - Altura manométrica total (m)	Q - Débito												DIMENSÕES										
				m³/h		0		9		18		27		36		45		54		66		A	B	C	DNM	kg
				l/min	0	150	300	450	600	750	900	1100														
FT 648 03	3-220/230 3-380/415	4	16,1 9,3	35	34	32	29	24	20	15	5	1141	581	560	3"	47,2										
				47	45	43	38	32	26	20	7	1242	614	628	3"	52										
FT 648 04	3-220/230 3-380/415	5,5	21,7 12,5	58	57	53	48	41	33	24	9	1342	646	696	3"	57,3										
				70	68	64	57	49	40	29	10	1443	679	764	3"	60,7										
FT 648 05	3-220/230 3-380/415	7,5	27,7 16,0	81	79	74	67	57	46	34	12	1543	711	832	3"	65,3										
				105	102	96	86	73	59	44	15	1744	776	968	3"	73,5										
FT 648 06	3-220/230 3-380/415	9,3	36,0 20,7	116	113	106	95	81	66	49	17	1812	776	1036	3"	74,6										
				140	136	128	114	97	79	59	20	2014	842	1172	3"	83,6										
FT 648 07	3-220/230 3-380/415	11	40,4 23,3	175	170	160	143	122	99	73	26	2283	907	1376	3"	93,1										
				198	193	181	162	138	112	83	29	2549	1037	1512	3"	110										
FT 648 09	3-220/230 3-380/415	15	54,2 31,3	233	227	213	190	162	132	98	34	2753	1037	1716	3"	113										
				291	284	266	238	203	165	122	43	3461	1405	2056	3"	152										
FT 648 10	3-220/230 3-380/415	15	54,2 31,3	349	340	319	285	243	198	146	51	3953	1557	2396	3"	173										
				349	340	319	285	243	198	146	51	3953	1557	2396	3"	173										
FT 648 12	3-220/230 3-380/415	18,5	66,7 38,5																							
FT 648 15	3-220/230 3-380/415	22	78,5 45,3																							
FT 648 17	3-220/230 3-380/415	30	107,0 63,5																							
FT 648 20	3-220/230 3-380/415	30	107,0 63,5																							
FT 648 25	3-220/230 3-380/415	37	127,0 73,0																							
FT 648 30	3-380/415	45	93,9																							

DAPE New Energy
www.dape.pt | geral@dape.pt

Criado por DAPE New Energy

Todas as especificações e informações podem sofrer alterações sem aviso e eventuais erros podem naturalmente ocorrer.

Contacte-nos para mais informações.

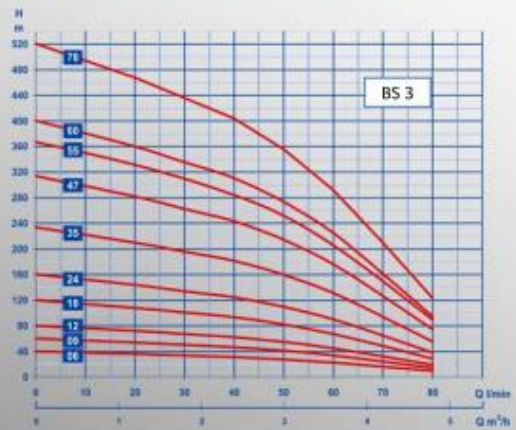
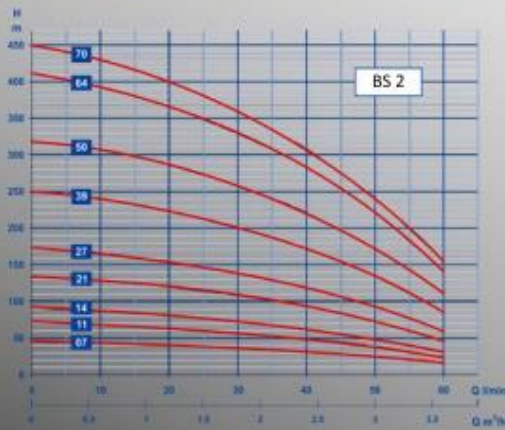
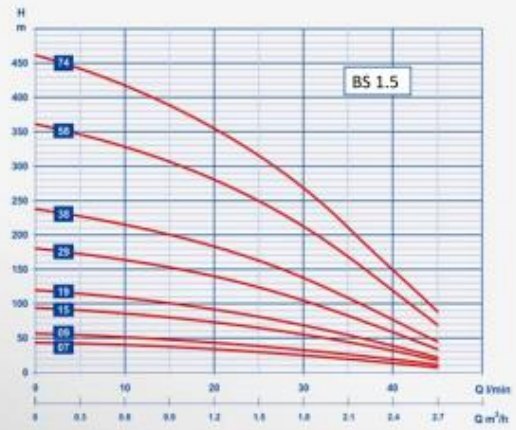
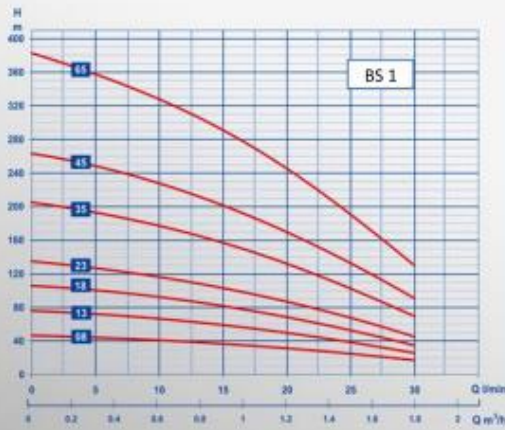
A ÁGUA QUE VEM DO SOL

Anexo 2 – eletrobombas submersíveis da série S4



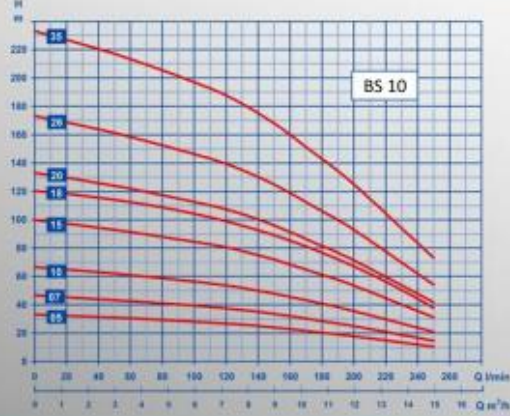
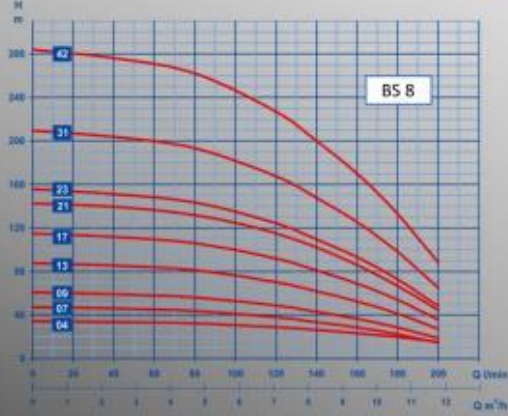
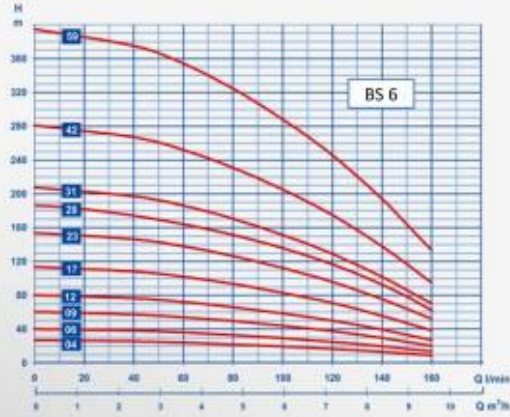
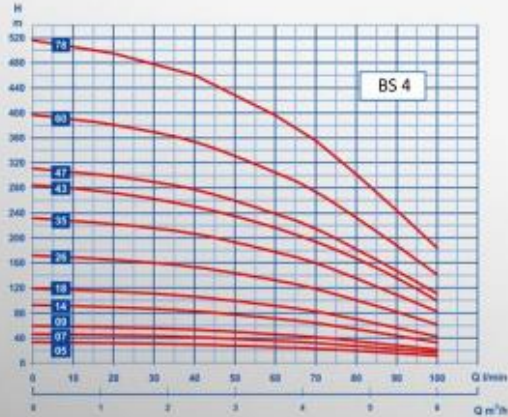
Figura 8.35 - eletrobomba submersível da série S4. [8]

CURVAS CARACTERISTICAS



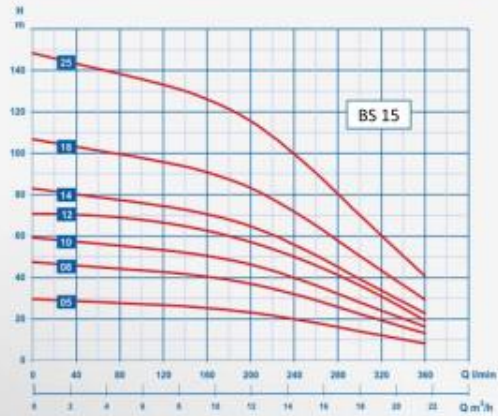
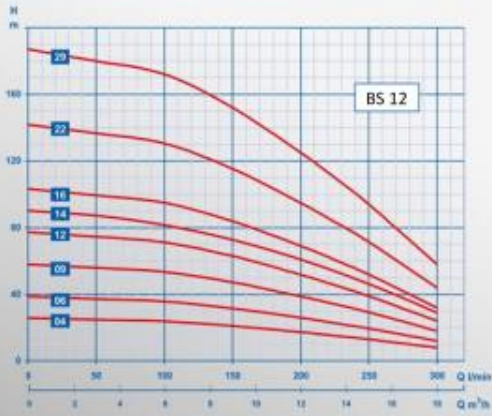
Modelo Model	Motor		Q - Caudal - Flow											Peso Weight	Altura Height	Salida Salida Outlet		
	kW	HP	1-230 V	3-400 V	m³/h													
			A	A	0	0.6	1.2	1.8	2.4	3	3.6	4.2	4.8					
					l/min	0	10	20	30	40	50	60	70	80	kg	mm		
BS 1 08	0,25	0,33	2,4			47	40	30	16						3,0	327	1 1/4"	
BS 1 13	0,37	0,5	3,3	1,1		76	66	49	26						4,0	419		
BS 1 18	0,55	0,75	4,3	1,5		106	91	68	36						5,1	553		
BS 1 23	0,75	1	5,7	2,0		135	116	86	45						6,0	645		
BS 1 35	1,1	1,5	8,4	2,8		205	177	131	69						8,5	908		
BS 1 45	1,5	2	10,7	3,9		264	227	169	89						11,5	1134		
BS 1 65	2,2	3	14,7	5,5		381	328	244	129						15,5	1586		
BS 1.5 07	0,25	0,33	2,4			44	40	34	25	15					2,9	308	1 1/4"	
BS 1.5 09	0,37	0,5	3,3	1,1		56	51	43	33	19					3,1	345		
BS 1.5 15	0,55	0,75	4,3	1,5		94	85	72	55	32					4,1	456		
BS 1.5 19	0,75	1	5,7	2,0		119	107	91	69	40					5,4	571		
BS 1.5 29	1,1	1,5	8,4	2,8		181	164	140	106	61					7,3	756		
BS 1.5 38	1,5	2	10,7	3,9		237	215	183	138	79					9,3	964		
BS 1.5 58	2,2	3	14,7	5,5		362	328	279	211	120					13,4	1375		
BS 1.5 74	3	4	7,5			462	418	356	269	151					16,5	1753		
BS 2 07	0,37	0,5	3,3	1,1		45	43	40	36	31	24	16			3,0	308	1 1/4"	
BS 2 11	0,55	0,75	4,3	1,5		71	68	63	57	49	39	25			3,7	382		
BS 2 14	0,75	1	5,7	2,0		90	86	80	72	62	49	31			4,1	438		
BS 2 21	1,1	1,5	8,4	2,8		135	129	120	108	93	73	47			5,8	606		
BS 2 27	1,5	2	10,7	3,9		173	166	154	139	120	93	60			6,8	719		
BS 2 39	2,2	3	14,7	5,5		250	240	223	201	173	135	86			9,5	982		
BS 2 50	3	4	7,5			321	307	286	257	221	173	111			12,0	1227		
BS 2 64	3,7	5	9,0			411	393	366	329	283	221	142			15,5	1568		
BS 2 70	4	5,5	9,9			450	430	400	360	310	242	155			17,0	1679		
BS 3 06	0,37	0,5	3,3	1,1		40		36	34	31	27	22	16	9	3,0	311	1 1/4"	
BS 3 09	0,55	0,75	4,3	1,5		60		54	50	47	41	34	24	14	3,5	377		
BS 3 12	0,75	1	5,7	2,0		80		72	67	62	55	45	32	19	4,2	443		
BS 3 18	1,1	1,5	8,4	2,8		120		108	101	93	82	67	48	28	5,6	616		
BS 3 24	1,5	2	10,7	3,9		160		144	134	124	110	90	65	38	6,9	748		
BS 3 35	2,2	3	14,7	5,5		234		210	196	181	160	131	94	55	9,0	1031		
BS 3 47	3	4	7,5			314		282	263	243	215	176	127	74	12,0	1336		
BS 3 55	3,7	5	9,0			367		330	307	285	251	206	148	87	14,5	1531		
BS 3 60	4	5,5	9,9			401		360	335	311	274	225	162	95	16,0	1663		
BS 3 78	5,5	7,5	12,8			521		468	436	404	356	292	210	123	20,0	2100		

CURVAS CARACTERISTICAS



Modelo Model	Motor				Q - Caudal - Flow																Peso Weight	Altura Height	Salida Outlet						
	kW	HP	m³/h		Q (m³/h)																								
			0-230V A	3-480V A	0	1,2	1,8	2,4	3	3,6	4,2	4,8	5,4	6	6,6	7,2	7,8	8,4	9,0	9,6				10,2	10,8	11,4	12	12,6	
BS 4 05	0,37	0,5	3,3	1,1	33	32	31	29	27	25	23	19	16	12												2,5	299	1" 1/4	
BS 4 07	0,55	0,75	4,3	1,5	46	44	43	41	38	36	32	27	22	17													3,1		333
BS 4 09	0,75	1	5,7	2,0	60	57	55	53	49	46	41	35	28	21													3,4		377
BS 4 14	1,1	1,5	8,4	2,8	93	89	86	83	77	71	64	54	44	33													4,4		487
BS 4 18	1,5	2	10,7	3,9	119	114	110	106	99	91	82	70	56	42													5,6		616
BS 4 26	2,2	3	14,7	5,5	172	165	159	153	143	132	119	101	81	61													7,3		792
BS 4 35	3	4	7,5		232	222	206	206	178	178	160	136	109	82													9,6		1035
BS 4 43	3,7	5	9,0		284	273	265	254	239	218	196	166	135	101													11,3		1248
BS 4 47	4	5,5	9,9		311	298	287	277	258	239	215	182	147	111													12,6		1336
BS 4 60	5,5	7,5	12,6		397	381	367	354	329	305	274	232	188	142													15,5		1663
BS 4 78	7,5	10	17,1		516	495	477	460	428	396	356	302	244	184													19,5	2100	
BS 6 04	0,55	0,75	4,3	1,5	27				25	25	24	23	22	21	20	17	13	9									2,6	299	2"
BS 6 06	0,75	1	5,7	2,0	40				36	37	36	35	33	31	29	25	20	14									3,1	369	
BS 6 09	1,1	1,5	8,4	2,8	60				57	56	54	52	50	47	44	38	30	20									3,9	449	
BS 6 12	1,5	2	10,7	3,9	80				76	74	72	69	66	62	59	50	39	27									5,0	580	
BS 6 17	2,2	3	14,7	5,5	114				108	105	102	98	94	88	83	71	56	38									6,4	730	
BS 6 23	3	4	7,5		154				146	142	138	133	127	119	112	96	76	52									8,3	951	
BS 6 28	3,7	5	9,0		187				178	173	168	161	154	145	137	117	92	63									9,6	1142	
BS 6 31	4	5,5	9,9		207				197	192	186	179	171	161	151	129	102	70									10,8	1232	
BS 6 42	5,5	7,5	12,6		281				267	260	252	242	231	218	205	175	138	95									14,2	1603	
BS 6 59	7,5	10	17,1		395				375	365	354	340	325	306	288	246	194	133									19,7	2154	
BS 8 04	0,75	1	5,7	2,0	27				26	26	25	25	24	23	22	19	16	13	8								2,8	299	2"
BS 8 07	1,1	1,5	8,4	2,8	47				46	45	45	44	43	41	38	33	28	22	15								3,3	389	
BS 8 09	1,5	2	10,7	3,9	61				59	58	57	56	55	53	49	43	36	29	19								3,9	449	
BS 8 13	2,2	3	14,7	5,5	88				85	84	83	81	79	76	70	62	53	41	27								4,3	610	
BS 8 17	3	4	7,5		115				111	110	108	106	103	100	92	81	69	54	36								6,3	730	
BS 8 21	3,7	5	9,0		142				137	135	133	131	128	123	114	100	85	67	44								7,5	891	
BS 8 23	4	5,5	9,9		156				150	148	146	143	140	135	124	110	93	73	48								8,2	951	
BS 8 31	5,5	7,5	12,6		210				202	200	197	193	188	182	168	148	125	98	65								10,7	1232	
BS 8 42	7,5	10	17,1		284				273	271	268	262	255	247	227	200	170	133	88								14,2	1603	
BS 10 05	1,1	1,5	8,4	2,8	33						30	30	29	29	28	27	25	23	20	18	10						3,7	439	
BS 10 07	1,5	2	10,7	3,9	47						43	42	41	40	39	38	35	32	29	25	15						4,4	543	
BS 10 10	2,2	3	14,7	5,5	67						61	60	59	57	56	54	50	46	41	36	21						6,0	740	
BS 10 15	3	4	7,5		100						91	90	88	86	84	81	75	69	61	54	31						8,5	1041	
BS 10 18	3,7	5	9,0		120						110	108	106	103	101	98	90	82	74	64	38						10,0	1238	
BS 10 20	4	5,5	9,9		133						122	119	117	115	113	107	100	91	82	71	42						11,0	1342	
BS 10 26	5,5	7,5	12,6		173						158	155	152	149	146	140	130	119	106	93	54						13,8	1895	
BS 10 35	7,5	10	17,1		233						213	209	205	201	197	188	175	160	143	125	73						16,0	2204	

CURVAS CARACTERÍSTICAS

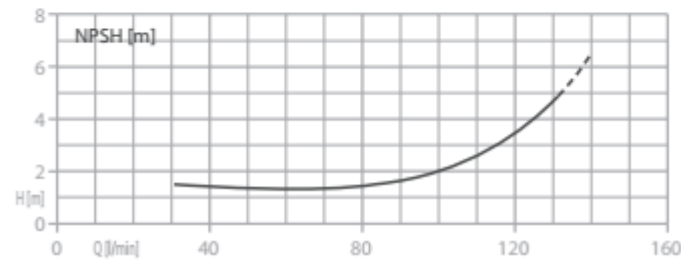
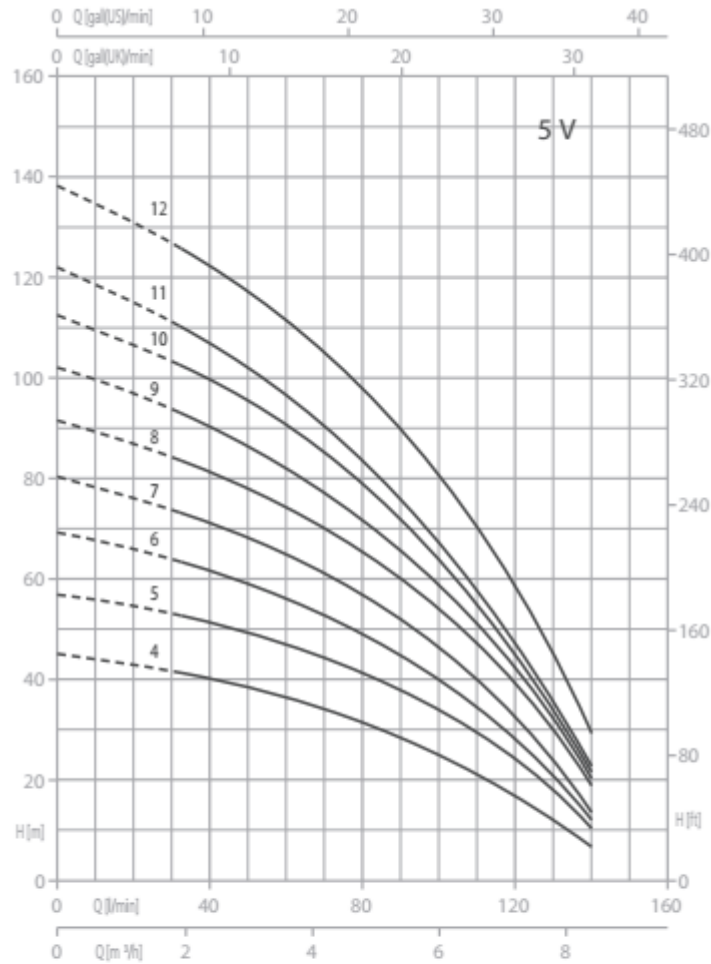


Modelo Model	Motor				H (m) - Altura Manométrica - Manometric head	Q - Caudal - Flow																Peso Weight	Altura Height	Salida Salida Outlet																																			
	kW	HP	1-230 V	3-400 V		m³/h																																																					
			A	A		0	4,8	5,4	6	7,2	8,4	9,6	10,8	12	15	18	21,6																																										
BS 12 04	1,1	1,5	8,4	2,8	26	24	24	23	23	22	20	19	17	13	8	3,5	387	2"																																									
BS 12 06	1,5	2	10,7	3,9		39	36	36	35	34	32	30	28	26	19				12	4,2	491	2"																																					
BS 12 09	2,2	3	14,7	5,5		58	54	53	53	51	48	46	42	39	29				18				5,7	688	2"																																		
BS 12 12	3	4		7,5		77	72	71	70	68	65	61	56	52	39				24							7,0	885	2"																															
BS 12 14	3,7	5		9,0		90	86	84	83	80	77	72	67	60	45				28										8,0	989	2"																												
BS 12 16	4	5,5		9,9		103	96	95	94	90	86	81	75	69	52				32													9,0	1134	2"																									
BS 12 22	5,5	7,5		12,6		142	132	130	129	124	118	112	103	95	71				44																12,0	1487	2"																						
BS 12 29	7,5	10		17,1		187	174	172	170	164	156	147	136	125	94				58																			16,0	1892	2"																			
BS 15 05	1,5	2	10,7	3,9		30			27	27	26	25	24	23	19				14																						8	3,8	439	2"															
BS 15 08	2,2	3	14,7	5,5		47			43	43	42	40	39	37	30				22																						13				5,0	595	2"												
BS 15 10	3	4		7,5		59			54	54	53	50	49	46	38				28																						16							6,1	740	2"									
BS 15 12	3,7	5		9,0		71			65	64	62	60	58	56	46				34																						20										7,0	885	2"						
BS 15 14	4	5,5		9,9		83			76	75	74	70	68	65	53				39																						23													8,0	989	2"			
BS 15 18	5,5	7,5		12,6		107			98	97	95	90	88	83	69				51																						29																10,2	1238	2"
BS 15 25	7,5	10		17,1		148			136	134	131	125	122	116	95				70																						41																		

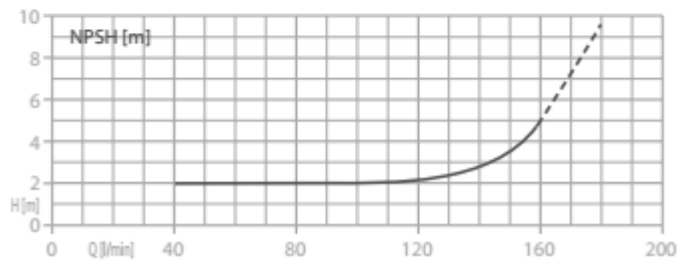
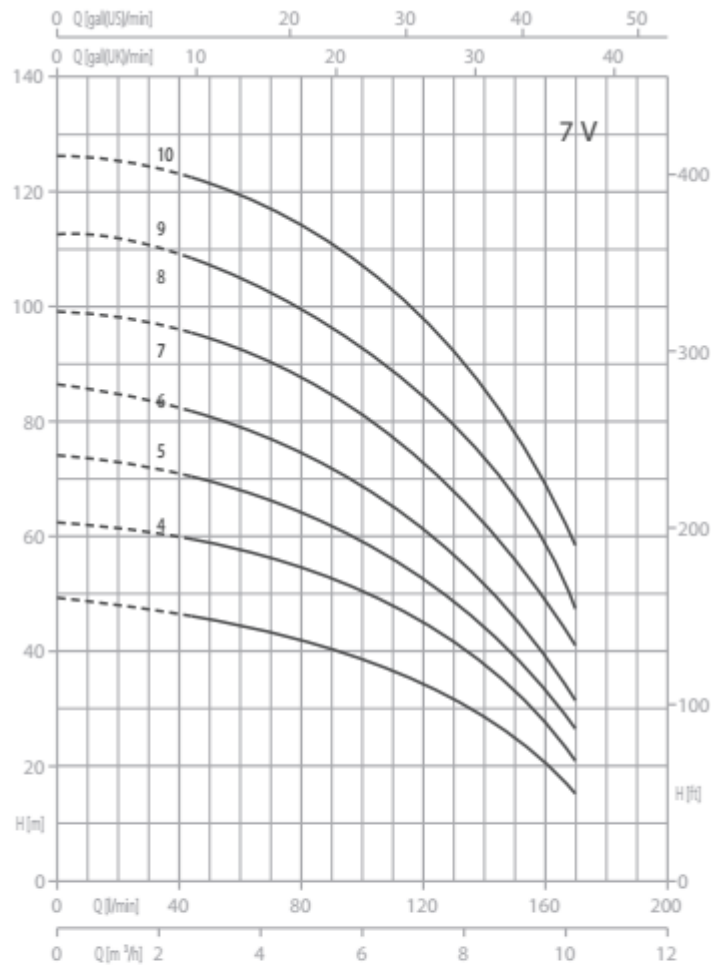
Anexo 3 – eletrobombas de superfície da série SMV



Figura 8.36 - eletrobomba de superfície da série SMV. [8]



PLUS 5 V		P2		P1 (kW)		A		Q (m ³ /h - l/min)							
1~	3~					1~	3~	0	1,8	2,4	3,6	4,8	6	7,2	8,4
		(HP)	(kW)	1~	3~	1x230 V 50 Hz	3x400 V 50 Hz	H (m)							
P 5V-120/4	P 5V-120/4 T	1,2	0,9	1,13	1,13	5,2	2,5	45,3	41,3	39,6	35,6	30,8	24,9	17,6	6,4
P 5V-150/5	P 5V-150/5 T	1,5	1,1	1,47	1,39	6,8	2,8	56,8	53	51	46,1	40,1	33,3	24,8	11,5
P 5V-180/6	P 5V-180/6 T	1,8	1,3	1,7	1,62	7,7	3	69,3	64,4	62,0	55,6	48,2	39,6	28,8	12,0
P 5V-200/7	P 5V-200/7 T	2	1,5	2	1,86	9	3,4	80,3	73,6	71,0	64,5	56,1	46,0	33,4	12,5
P 5V-250/8	P 5V-250/8 T	2,5	1,87	2,37	2,17	10,7	4,1	91,4	85,0	81,8	74,3	65,5	54,7	40,4	19,1
P 5V-280/9	P 5V-280/9 T	2,8	2,1	2,6	2,4	11,7	4,4	102,1	94,6	90,7	81,6	71,0	58,5	42,3	20,1
P 5V-300/10	P 5V-300/10 T	3	2,2	2,84	2,73	12,8	4,9	112,7	103,9	99,9	89,8	78,2	64	46,4	21
P 5V-350/11	P 5V-350/11 T	3,5	2,6	2,95	2,89	13,3	5	122,0	111,2	106,3	95,6	83,1	67,6	48,2	22,0
-	P 5V-380/12 T	3,8	2,85	-	3,2	-	6,0	138,4	127,2	122,4	111,7	97,3	80,4	58,8	28,9



PLUS 7 V		P2		P1 (kW)		A		Q (m ³ /h - l/min)								
1~	3~					1~	3~	0	2,4	3,6	4,8	6	7,2	8,4	9,6	10,2
						1x230 V 50 Hz	3x400 V 50 Hz	0	40	60	80	100	120	140	160	170
		(HP)	(kW)	1~	3~	H (m)										
P 7V-180/4	P 7V-180/4 T	1,8	1,3	1,83	1,71	8,3	3,2	49,5	47,4	45,3	42,5	39,2	34,8	29,4	22,6	16,9
P 7V-250/5	P 7V-250/5 T	2,5	1,85	2,39	2,15	10,9	4,2	62,6	60,6	58,2	55,1	51,1	45,8	38,9	29,8	21,5
P 7V-300/6	P 7V-300/6 T	3	2,2	2,68	2,63	12,2	5	74,8	71,5	68,3	64,5	59,3	53,0	44,6	34,5	26,7
-	P 7V-350/7 T	3,5	2,6	-	3,04	-	5,5	87,2	83,3	79,3	74,6	68,9	61,9	52,5	41,0	32,2
-	P 7V-400/8 T	4	3	-	3,6	-	6,8	99,5	96,1	92,6	87,9	81,9	74,5	64,4	51,0	43,0
-	P 7V-450/9 T	4,5	3,31	-	4,09	-	7,0	113,2	109,7	105,4	100,1	93,5	84,8	73,6	59,6	49,0
-	P 7V-550/10 T	5,5	4	-	4,6	-	8,3	127,0	123,8	119,6	114,1	106,6	97,6	86,0	70,3	61,0

9. Dimensionamento

Um sistema fotovoltaico sem armazenamento de energia engloba o dimensionamento do painel fotovoltaico, do inversor e da cablagem. Um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia acresce o dimensionamento das baterias e de um regulador de carga.

Os dados necessários para dimensionar um sistema são:

- Tipo de carga, CC ou CA
- Potência exigida da carga
- Horas de utilização
- Localização geográfica do sistema
- Autonomia prevista

9.1 – Sistemas fotovoltaicos off-grid

Para sistemas fotovoltaicos off-grid é necessário saber primeiro a potência exigida das cargas, as horas de utilização diária, consumo energético diário e autonomia prevista.

Exemplo 1

Potência exigida das cargas:

- 1 frigorífico de 200 W
- 4 lâmpadas de 5 W
- 1 televisão de 180 W

Horas de utilização diária das cargas: 4 horas de utilização em cada uma das cargas por dia.

Total do consumo energético nas 4 horas de utilização **diária**:

$$200W \times 4h + 5W \times 4\text{lâmpadas} \times 4h + 180W \times 4h = 1600Wh / \text{dia}$$

1 módulo FV de 250 W produz, nas 4 horas de utilização diária, uma média de 1 kWh/dia de energia FV e têm perdas na ordem dos 20 %, entregando às cargas 0,8 kWh/dia. São

precisos 2 módulos PV para produzir 2 kWh/dia e fornecer às cargas 1,6 kWh/dia (devido a 20% de perdas), e também poder carregar as baterias.

$$2 \times 1000Wh / dia \times 0,8 = 1600Wh / dia$$

Os 2 módulos PV tem uma potência total de 500 W, sendo a potência de saída de 400 W devido a perdas na ordem dos 20%. O **inversor** usado para este caso, tem a potência de 400 W.

2 baterias de gel ou AGM de 250 Ah, 12 V em série dispõem de uma energia total de 6 kWh e como descarregam até aos 50 % da capacidade total, significa que têm 3 kWh de autonomia o que cobre o consumo diário das cargas.

$$E_{Total_bateria} = n \times C_n \times V \quad (\text{Equação 9.1})$$

$$E_{Total_bateria} = 2 \text{ baterias} \times (250Ah \times 12V) = 6kWh$$

$$E_{autonomia_bateria} = 6kWh \times 0,5 = 3kWh$$

A energia elétrica produzida pelos 2 módulos PV nas restantes horas do dia serve para carregar as baterias. As baterias são usadas em dias de não insolação para fornecer a potência às cargas.

O consumo de energia por hora de utilização é de:

$$\frac{1600Wh}{4h} = 400W$$

O tempo de autonomia do sistema FV dado pelas baterias é cerca de:

$$\frac{3000Wh}{400W} = 7,5h = 7h + 30 \text{ min}$$

É dado pelas baterias quase 2 dias de autonomia. Pode-se optar por ter mais baterias para um maior número de horas ou dias de autonomia do sistema FV.

A **cablagem** para distâncias inferiores a 100 metros tem de secção 4 mm² e para distâncias iguais ou superiores a 100 metros tem de secção 6 mm².

Para dimensionar o **regulador de carga** tem que ter uma tensão elétrica superior às baterias e uma corrente elétrica superior á fornecida pelos painéis FV.

9.2 – Sistemas fotovoltaicos on-grid

Para dimensionar sistemas fotovoltaicos on-grid, os dados necessários são:

- 1º) ter a fatura energética de todo o ano e fazer a média de consumo.
- 2º) analisar a fatura e discriminar os horários de consumo energético em kWh por horas de vazio, cheias e pontas. As horas de vazio, cheias e pontas são apresentadas na figura 9.1.

HORÁRIO DO CICLO DIÁRIO						
Hora legal de Inverno			Hora legal de Verão			
Vazio	Cheias	Ponta	Vazio	Cheias	Ponta	
22.00/08.00 h	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	22.00/08.00 h	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h	

HORÁRIO DO CICLO SEMANAL						
	Hora legal de Inverno			Hora legal de Verão		
	Vazio	Cheias	Ponta	Vazio	Cheias	Ponta
Seg./Sex.	00.00/07.00 h	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	00.00/07.00 h	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h	09.15/12.15 h
Sáb.	13.00/18.30 h 22.00/09.30 h	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	-	14.00/20.00 h 22.00/09.00 h	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h	-
Dom.	00.00/24.00 h	-	-	00.00/24.00 h	-	-

Figura 9.1 - horas de vazio, cheias e pontas no horário do ciclo diário e no horário do ciclo semanal. [2]

- 3º) somar pontas e cheias e dividir por número de dias da faturação e obter o consumo energético diurno diário.
- 4º) adicionar 20% de produção de energia FV porque os módulos FV tem perdas de 20% e calcular o número de módulos e potência FV total obtida
- 5º) dimensionar o inversor com uma potência **20%** inferior às dos painéis PV, porque é o valor das perdas dos painéis
- 6º) dimensionar tipo de cablagem

Exemplo 2

1º) exemplo de uma fatura energética trimestral, 15 junho a 14 de setembro, da EDP com tarifa tri-horária (Figura 9.2.)

ELETRICIDADE								
Descrição	Quantidade	x	Preço	=	Valor	Desconto	Total s/IVA	IVA
Consumo real								
Vazio	728 kWh		0,0866 €		63,04 €	2% (-1,26 €)	61,78 €	23%
Ponta	1074 kWh		0,3095 €		332,40 €	2% (-6,65 €)	325,75 €	23%
Cheias	3803 kWh		0,1546 €		587,94 €	2% (-11,76 €)	576,18 €	23%

Figura 9.2 - fatura energética trimestral de 15 junho a 14 setembro 2016.

2º) a fatura tem o consumo energético nas horas de vazio de 728 kWh, nas horas de ponta de 1074 kWh e nas horas de cheias de 3803 kWh no período trimestral.

3º) somando as horas de pontas e cheias e dividindo pelo número de dias da faturação, obtém-se o consumo energético diurno médio diário.

$$\frac{1074kWh + 3803kWh}{91dias} = \frac{53,6kWh}{dia}$$

Deve-se ter a fatura energética de todo o ano e fazer a média. Como não se possui todas as faturas energéticas desta indústria, considera-se a média ao longo do ano de **40 kWh /dia** para prosseguir com o exemplo de dimensionamento.

Um módulo PV de 240 W a 280 W tem uma produção média diária, ao longo de um ano, de 1 kWh, ou seja, 365 kWh no total de um ano. No verão, no período de maior radiação solar, pode produzir 1,4 kWh e no inverno, no período de menor radiação solar, pode produzir 0,6 kWh.

4º) para dimensionar com mais precisão o número de módulos PV de 250 W necessários, para entregar 40 kWh /dia às cargas, são adicionados mais 20% de produção de energia FV aos módulos FV porque existe uma média de perdas na produção na ordem dos 20%. Realizando o cálculo obtém-se:

$$40 kWh / dia \times 1,2 = 48kWh / dia \Rightarrow 48 \text{ módulos PV}$$

Os 48 módulos PV de 250 W produzem 48 kWh / dia, para fornecerem às cargas 40 kWh /dia e 14 600 kWh /ano. 48 módulos FV de 250 W totalizando a potência FV de 12 000 W.

$$P_{total} = N_{FV} \times P_{FV} \quad (\text{Equação 9.2})$$

$$48 \text{ módulos FV} \times 250W = 12000W$$

5º) numa UPAC, segundo a legislação, a potência de ligação tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo, neste caso de 27,6 kVA ou 22 kW. Opta-se, portanto, para a potência de ligação por um **inversor de 10 kW** com uma potência 20% inferior às dos painéis PV, devido às perdas energéticas dos painéis.

É possível, também, produzir energia FV com um número menor de módulos FV, por exemplo 20 módulos FV que produzem 20 kWh / dia sendo a energia restante fornecida pela RESP.

Este tipo de sistema fotovoltaico pode fazer parte de UPCA ou de UPP.

Na UPAC, a potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e a potência dos módulos FV não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação, ou seja, a potência máxima dada no inversor. Neste caso, a potência de ligação é de 10 kW, potência contratada é de 27,6 kVA ou 22 kW e potência dos módulos FV é de 12 kW.

Na UPP, a potência de ligação ou potência máxima dada no inversor tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo, neste caso inferior a 27,6 kVA ou 22 kW, e a potência de ligação igual ou inferior a 250 kW. Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo.

6º) a cablagem tem de secção, para distâncias inferiores a 100 metros, 4 mm² e para distâncias iguais ou superiores a 100 metros tem de secção 6 mm².

9.2 – Sistemas de bomba solar

Para dimensionar sistemas de bomba solar é necessário saber:

- 1º) o caudal necessário por dia
- 2º) altura manométrica do furo
- 3º) distância entre a saída da eletrobomba e o bombeamento final no reservatório
- 4º) desnível entre a saída do furo e o bombeamento final

Exemplo 3

O caudal da água necessário é de 20 m³/dia.

Hm (altura manométrica) do furo é de 20 metros.

A distância entre a saída do furo e o bombeamento final é de 100 metros.

O desnível entre a saída do furo e o bombeamento final é de 10 metros.

Sabendo que o período de insolação média é de 8 horas/dia calcula-se o caudal por hora:

$$\frac{20m^3 / dia}{8h} = 2,5m^3 / h$$

Somando a Hm e o desnível entre a saída do furo e o bombeamento final, obtém-se 30 metros de HmT (altura manométrica total).

Através destes dados obtém-se a eletrobomba que trabalha nestas condições exigidas como é apresentado na figura 9.3.

TIPO	VERSÃO 50 Hz	MOTOR		CONDENSADOR		Q - Débito										DIMENSÕES									
						m ³ /h		0,6		0,9		1,2		1,5		1,8		2,1		2,7		A	B	C	DN
						0	10	15	20	25	30	35	45	0	10	15	20	25	30	35	45				
FM 41.5 07F	1~220/230	0,25	2,4	12,5	450	H - Altura manométrica total (m)	44	40	37	34	30	25	20	8	582	214	368	1" 1/4							
FM 41.5 09F	1~220/230	0,37	3,3	16	450		56	51	47	43	38	33	26	11	633	228	405	1" 1/4							
FT 41.5 09F	3~220/230 3~380/415		1,8 1,1				56	51	47	43	38	33	26	11	619	214									
FM 41.5 15F	1~220/230	0,55	4,3	20	450		94	85	79	72	64	55	43	18	769	253	516	1" 1/4							
FT 41.5 15F	3~220/230 3~380/415		2,6 1,5				94	85	79	72	64	55	43	18	744	228									
FM 41.5 19F	1~220/230	0,75	5,7	35	450		119	107	100	91	81	69	54	23	913	283	631	1" 1/4							
FT 41.5 19F	3~220/230 3~380/415		3,5 2,0				119	107	100	91	81	69	54	23	879	248									
FM 41.5 29F	1~220/230	1,1	8,4	40	450		181	164	153	140	124	106	83	35	1122	307	816	1" 1/4							
FT 41.5 29F	3~220/230 3~380/415		4,9 2,8				181	164	153	140	124	106	83	35	1098	283									
FM 41.5 38F	1~220/230	1,5	10,7	50	450		237	215	200	183	162	138	109	45	1362	339	1023	1" 1/4							
FT 41.5 38F	3~220/230 3~380/415		6,7 3,9				237	215	200	183	162	138	109	45	1330	307									
FM 41.5 58F	1~220/230	2,2	14,7	70	450		362	328	306	279	248	211	166	69	1871	437	1434	1" 1/4							
FT 41.5 58F	3~220/230 3~380/415		9,5 5,5				362	328	306	279	248	211	166	69	1856	422									
FT 41.5 74F	3~220/230 3~380/415	3	13,0 7,5				462	418	390	356	316	269	212	88	2289	477	1812	1" 1/4							

Figura 9.3 – O caudal necessário é de 2,5 m³/h situando-se entre 2,1 e 2,7 m³/h, conforme a tabela, e a HmT é de 30 metros situando-se entre os 18 e 43 metros na tabela e como resultado destes dados obtém-se a eletrobomba trifásica FT 41.5 15F. [3]

Referências bibliográficas

[1] RAMALHO, Inês Gomes - *Análise do Regime de Produção Distribuída Fotovoltaica para*

Autoconsumo [em linha] Lisboa- Portugal, 2016. Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente - Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia - Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa. Acesso em: setembro de 2016.

Disponível em: <http://repositorio.ul.pt/handle/10451/23801>

[2] YLCE - *Yes Low Cost Energy – INFORMAÇÃO ÚTIL - CICLOS HORÁRIOS* [em linha]

Acesso em: setembro de 2016. Disponível em:

<https://www.ylce.pt/UsefullInformation/CycleTimes>

[3] DAPE – *NEW ENERGY. Bombas solares* [em linha] Acesso em: junho de 2016.

Disponível em: <http://www.dape.pt/bombas-solares/>

10. Análise da Viabilidade Económica

Inicialmente, para um sistema FV de autoconsumo, é necessário o produtor de autoconsumo obter uma licença.

O produtor escolhe se quer, ou não, injetar na RESP a energia não consumida.

Os sistemas que tenham uma potência até 1,5 kW não necessitam de contador. A partir dessa potência o contador é obrigatório.

Para ambos os casos, se o produtor quiser vender o excedente produzido é necessário **certificado de exploração e contador**. A remuneração é feita tendo em conta “o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal” relativo ao mês em vigor. Será necessário o pagamento de uma taxa de registo junto do sistema eletrónico de registo de unidades de produção (SERUP). Para potência instalada:

- Até 1,5 kW: €30;
- De 1,5 kW a 5 kW: €100;
- De 5 kW a 100 kW: €250;
- De 100 kW a 250 kW: €500;
- De 250 kW a 1 MW: €750.

Se o produtor não quiser vender o excedente à rede, vai necessitar de um aparelho que limite a injeção de potência, como o SolarLog.

Se a UPAC produzir anualmente mais do que o necessário para o local de produção, a injeção da energia não consumida na rede pública não será remunerada.

Os registos e taxas junto do SERUP diferem tendo em conta a potência a instalar:

- Abaixo dos 200 W: sem comunicação e sem taxa;
- Entre os 200 W e os 1,5 kW: comunicação prévia e sem taxa;
- Entre os 1,5 kW e 1 MW é necessário registo e certificado de exploração com as seguintes taxas:
 - Para potência instalada entre 1,5 kW e 5 kW: €70;
 - Para potência instalada entre 5 kW e 100 kW: €175;
 - Para potência instalada de 100 kW a 250 kW: €300;
 - Para potência instalada entre 250 kW e 1 MW: €500;

- Acima de 1 MW: licença de produção e de exploração [7].

A partir do exemplo 2 do capítulo 9 do dimensionamento faz -se o estudo da viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos on-grid.

Primeiro, faz-se o cálculo do investimento inicial. Sabendo que o custo é de:

48 módulos FV x 150 € = 7200 €

1 inversor SMA 10000 TL = 3000 €

Total da cablagem = 350 €

Estrutura em alumínio = 3000 €

Acessórios inerentes à obra e Mão-de-obra (15 dias): calhas, canos CA, quadro de proteção, conexões MC4, etc. = 2000 €

Pagamento da taxa de registo junto do SERUP da potência FV instalada de 24 kWh = 175 €

Investimento total = 15 725 €

Para obter o valor do que se deixa de pagar de eletricidade da RESP porque se produz em energia FV, primeiro é preciso saber a média de produção de energia FV. Para tal, recorre -se ao site PVGIS:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Na PVGIS, introduz-se os seguintes dados:

- nome do local da instalação para obter a latitude e longitude
- tecnologia fotovoltaica
- potência nominal instalada
- perdas estimadas do sistema
- posição da montagem
- inclinação e azimute
- opções de seguimento solar

Preenchendo os dados clica-se calcular (Figura 10.1).

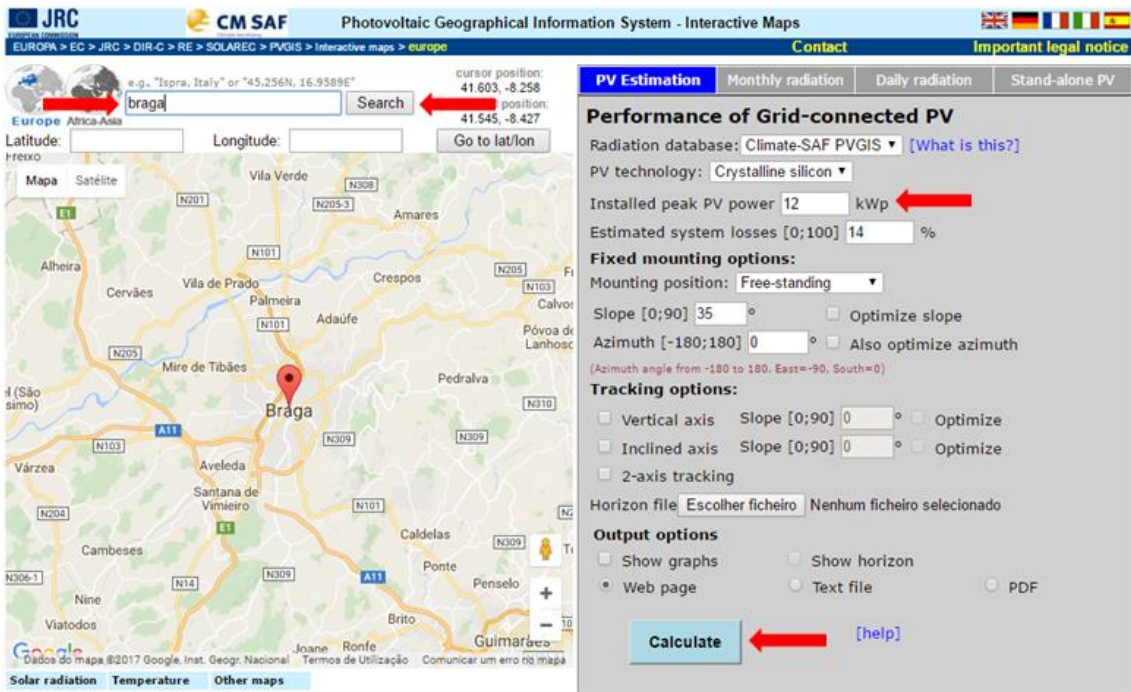


Figura 10.1 - Preenchimento de dados para calcular a média de produção de energia FV de Braga. Escolhendo a tecnologia PV deixa-se estar as perdas estimadas do sistema FV dadas pelo programa do PVGIS. [1]

A média anual de produção de energia FV é apresentada numa nova janela e obtém-se o valor de 16 500 kWh / ano (Figura 10.2).

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 41°32'43" North, 8°25'35" West, Elevation: 172 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 12.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.2% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.7%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 25.7%

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°

Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	28.70	890	3.02	93.8
Feb	40.30	1130	4.31	121
Mar	48.40	1500	5.34	165
Apr	48.90	1470	5.49	165
May	52.20	1620	5.94	184
Jun	54.80	1650	6.38	191
Jul	57.80	1790	6.76	209
Aug	57.90	1800	6.80	211
Sep	54.00	1620	6.21	186
Oct	41.50	1290	4.62	143
Nov	31.80	954	3.40	102
Dec	27.50	852	2.89	89.5
Yearly average	45.3	1380	5.10	155
Total for year		16500		1860

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

Figura 10.2 - média anual de produção de energia FV em Braga. [1]

A tarifa é tri-horária e tem um custo de 0,3095 €/ kWh em horas de ponta e 0,1546 €/ kWh em horas de cheias que dá a média de 0,23205 €/ kWh. O custo com IVA é de

0,2854 € / kWh o que permite obter o valor de custo da compra de 16 500 kWh/ano à RESP e o valor poupado devido à produção de energia FV.

$$16\,500\text{ kWh/ano} \times 0,2854\text{€/kWh} = 4709,10\text{€/ano}$$

Ao valor da poupança de cada ano futuro acrescenta-se a taxa de desconto ou taxa de atualização (α) que é a soma da taxa de inflação de 2% (média dos últimos 10 anos) e da taxa de risco estimada em 5%. A taxa de risco é o grau de incerteza na obtenção do retorno esperado [16].

Poderá ser necessário, para um bom funcionamento do sistema FV, fazer uma limpeza ocasionalmente aos módulos FV de modo a remover a sujidade, sendo considerado, para este sistema, o custo de manutenção desprezável. Também, salienta-se que os painéis FV apresentam uma perda de 20 % de rendimento no final da vida útil do sistema, o que significa uma perda anual média de 0,8%.

Com estes dados e utilizando o Excel calcula-se, em períodos anuais e com a taxa de atualização ao longo dos 25 anos de tempo de vida útil do sistema FV, o fator de atualização, os fluxos de caixa atualizados para o presente (VP CF) do custo da eletricidade não gasta à RESP e por isso o valor monetário poupado, os fluxos de caixa atualizados e acumulados (CF acum.), o valor atual líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR), período de recuperação do investimento (PRI) e o retorno do investimento (ROI) (Figura 10.3).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										
33										
34										
35										
36										
37										
38										
39										
40										

Investimento inicial	ano (p)	taxa de inflação	perdas anuais do η FV de 0,8%	fluxo de caixa futuros (VF CF)	a (taxa de atualização)	fator de atualização $(1+a)^p$	CF atualizados para o presente (VP CF) $VP_p = \frac{VF_p}{(1+a)^p}$	CF atualizados e acumulados $CF_{acum.(p-1)} + VP_p$
15 725,00 €	0			-15 725,00 €		1,0000	-15 725,00 €	-15 725,00 €
	1	2%	0,8%	4 709,10 €	7,00%	1,0700	4 401,03 €	-11 323,97 €
	2	2%	0,8%	4 764,86 €	7,00%	1,1449	4 161,81 €	-7 162,16 €
	3	2%	0,8%	4 821,27 €	7,00%	1,2250	3 935,59 €	-3 226,57 €
	4	2%	0,8%	4 878,36 €	7,00%	1,3108	3 721,67 €	495,11 €
	5	2%	0,8%	4 936,12 €	7,00%	1,4026	3 519,38 €	4 014,49 €
	6	2%	0,8%	4 994,56 €	7,00%	1,5007	3 328,09 €	7 342,57 €
	7	2%	0,8%	5 053,69 €	7,00%	1,6058	3 147,19 €	10 489,76 €
	8	2%	0,8%	5 113,53 €	7,00%	1,7182	2 976,12 €	13 465,88 €
	9	2%	0,8%	5 174,07 €	7,00%	1,8385	2 814,35 €	16 280,23 €
	10	2%	0,8%	5 235,34 €	7,00%	1,9672	2 661,38 €	18 941,61 €
	11	2%	0,8%	5 297,32 €	7,00%	2,1049	2 516,72 €	21 458,33 €
	12	2%	0,8%	5 360,04 €	7,00%	2,2522	2 379,92 €	23 838,26 €
	13	2%	0,8%	5 423,50 €	7,00%	2,4098	2 250,56 €	26 088,82 €
	14	2%	0,8%	5 487,72 €	7,00%	2,5785	2 128,23 €	28 217,05 €
	15	2%	0,8%	5 552,69 €	7,00%	2,7590	2 012,55 €	30 229,60 €
	16	2%	0,8%	5 618,44 €	7,00%	2,9522	1 903,16 €	32 132,76 €
	17	2%	0,8%	5 684,96 €	7,00%	3,1588	1 799,71 €	33 932,47 €
	18	2%	0,8%	5 752,27 €	7,00%	3,3799	1 701,89 €	35 634,36 €
	19	2%	0,8%	5 820,38 €	7,00%	3,6165	1 609,38 €	37 243,75 €
	20	2%	0,8%	5 889,29 €	7,00%	3,8697	1 521,90 €	38 765,65 €
	21	2%	0,8%	5 959,02 €	7,00%	4,1406	1 439,18 €	40 204,83 €
	22	2%	0,8%	6 029,57 €	7,00%	4,4304	1 360,95 €	41 565,78 €
	23	2%	0,8%	6 100,96 €	7,00%	4,7405	1 286,98 €	42 852,76 €
	24	2%	0,8%	6 173,20 €	7,00%	5,0724	1 217,03 €	44 069,79 €
	25	2%	0,8%	6 246,29 €	7,00%	5,4274	1 150,87 €	45 220,66 €
TOTAL							45 220,66 €	

VAL	45 220,66 €		
TIR	31,08%		
PRI	ano	3,87	3 anos
	mês	10,44	10 meses
	dia	13,20	13 dias
ROI	2,876	287,6%	

Figura 10.3 - investimento inicial, ano, taxa de atualização, fator de atualização, fluxo de caixa ou poupança futuras, fluxos de caixa atualizados para o presente, fluxos de caixa atualizados e acumulados, VAL, TIR, PRI e ROI do sistema FV de Braga.

Os fluxos de caixa (CF) de entrada para o primeiro ano ou período é obtido por

$$16500 \text{ kWh/ano} \times 0,2854 \text{ €/kWh} = 4709,10 \text{ €/ano}$$

Para os anos seguintes tem-se em conta a taxa de inflação e as perdas anuais do rendimento dos painéis FV.

De seguida calcula-se o fator de atualização para todos os períodos p:

$$\text{fator de atualização} = (1 + a)^p \quad (\text{Equação 10.1})$$

- a é a taxa de atualização ou taxa de desconto (taxa inflação + taxa risco) de 7%
- p é o período ou número de anos

Posteriormente, faz-se o cálculo para cada período do fluxo de caixa atualizado para o valor presente (VP) através da seguinte fórmula:

$$VP_p = \frac{VF_p}{(1 + a)^p} \quad (\text{Equação 10.2})$$

- VP é o valor presente (€) no período p
- VF é o valor futuro (€) no período p
- a é a taxa de atualização ou taxa de desconto de 7%
- p é o período

O **valor atual líquido (VAL)** é também calculado de modo a avaliar o investimento, comparando os valores da poupança pelo sistema FV e o capital investido. Para o cálculo do VAL, aplica-se a seguinte equação para projetos com um único investimento no momento inicial:

$$VAL = \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1 + a)^p} - I \quad (\text{Equação 10.3})$$

Em que:

- CF_p é a poupança ou o cash flow futuro (valor futuro) no período p
- I é o investimento inicial (15 725,00 €)
- a é a taxa de atualização (7%)
- p é o período [3]

Se o VAL for positivo, então o sistema FV é rentável, ou seja, os valores de poupança obtidos são maiores do que os valores de capitais investidos. Se for negativo, o sistema FV não é rentável, os valores de poupança obtidos são menores do que os valores de capitais investidos e se igualar a zero, o investimento é indiferente, ou seja, os valores de poupança obtidos são iguais aos valores de capitais investidos.

Utilizando a função VAL do Excel

`=VAL(J3;F8:F32)+F7`

obtem-se 45 220,66€.

Pode-se obter o mesmo resultado fazendo a soma no Excel do VP CF do ano 0 ao ano 25.

Caso no sistema FV, se projetar mais investimentos ou custos em determinados períodos do tempo de vida útil do sistema FV, a fórmula do VAL a aplicar é:

$$VAL = \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1+a)^p} - \sum_{p=0}^n \frac{I_p}{(1+a)^p} \quad (\text{Equação 10.4})$$

A **taxa interna de rentabilidade (TIR)** de um sistema FV é a taxa de juro ou a taxa média de retorno anual sobre o capital investido no sistema FV que iguala VAL a zero, ou seja, é a taxa de juro que faz com que todas as entradas de caixa igualem todas as saídas de caixa (Figura 10.4).

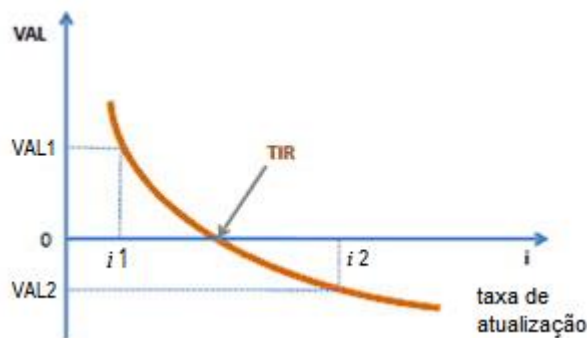


Figura 10.4 - Gráfico da relação do VAL e do TIR. TIR ao ser utilizada como taxa de desconto, torna o VAL igual a zero. [2]

$$VAL = 0 = \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1+TIR)^p} - I \quad (\text{Equação 10.5})$$

Em que:

- VAL é o valor atual líquido

- CF_p é a poupança ou o valor futuro no período p
- I é o investimento inicial (15 725,00 €)
- TIR é a taxa interna de retorno ou taxa de desconto que iguala o VAL a zero (para calcular)
- p é o período

Na prática, a TIR é calculada por um processo iterativo. No processo mais simples, determinam-se, por tentativas, dois valores do VAL, respetivamente positivo e negativo, correspondentes a dois valores de i tão próximos quanto possível, sendo o valor da TIR finalmente determinado por interpolação através da equação 10.6:

$$TIR = i_1 + \left[(i_2 - i_1) \times \frac{VAL_1}{VAL_1 - VAL_2} \right] \quad (\text{Equação 10.6})$$

Em que:

- i_1 é a taxa para a qual o VAL > 0
- i_2 é a taxa para a qual o VAL < 0
- VAL_1 é o valor atual líquido positivo (VAL > 0)
- VAL_2 é o valor atual líquido negativo (VAL < 0) [3]

Utilizando a função TIR do Excel

`=TIR(F7:F32)`

obtem-se 31,08 %.

Na maioria dos casos, não é necessário fornecer estimativa para o cálculo de TIR. Se a estimativa for omitida, o Excel atribui o valor de 0,1 (10 por cento) [4].

Para verificar se o valor de TIR dá como resultado, no cálculo de VAL, o valor zero, substitui-se na célula que tem o valor da taxa de atualização α , pelo valor obtido de TIR, 0.3108 ou 31,08 %. O VAL obtido é muito próximo de zero devido ao arredondamento de resultados (Figura 10.5).

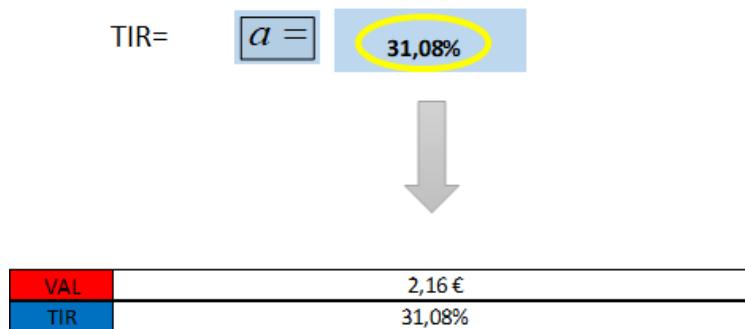


Figura 10.5 – Verificação, na folha de Excel, se o valor de TIR iguala o VAL a zero e de facto está próximo.

Para determinar o tempo de retorno ou o **período de recuperação do investimento (PRI)**, utiliza-se a seguinte fórmula [5]:

$$PRI = p + \frac{CF_p}{CF_p - CF_{p+1}} \quad (\text{Equação 10.7})$$

- p é o período imediatamente antes do fluxo de caixa acumulado passar a positivo
- CF_p é o fluxo de caixa acumulado para o período p
- CF_{p+1} é o fluxo de caixa acumulado para o período p+1

Aplicando a fórmula de PRI no Excel

=C9+(J10/(J10-J11))

obtém-se 3,87 anos ou 3 anos, 10 meses e 13 dias.

Para calcular o retorno sobre o investimento (ROI) utiliza-se a seguinte fórmula:

$$ROI = \frac{\text{ganho}_{\text{obtido}} + \text{investimento}}{\text{investimento}} \quad (\text{Equação 10.8})$$

$$ROI = \frac{\text{ganho}_{\text{obtido}} + \text{investimento}}{\text{investimento}} = \frac{VAL}{|I|} = \frac{45207,20\text{€}}{15725\text{€}} \simeq 2,875 = 287,5\%$$

Pode-se dizer que se obteve 287,5 % de lucro.

Caso este sistema FV tenha excedente de produção de energia elétrica pode vender eletricidade pelo valor de 0,02 € /kWh ou 0,03 € /kWh. Os registos e taxas da SERUP da potência FV instalada de 24 kWh para vender eletricidade tem o valor de 250 €.

O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço de mercado, deduzido de 10% (para compensar custos com injeção). A UPAC, com potência inferior a 1MW, tem a opção de vender o excedente de energia ao Comercializador de Último Recurso (CUR) e para as restantes situações é através de contratos bilaterais [8].

Como **2º caso de estudo** para efeitos de comparação energética e económica, faz-se a análise económica de sistemas FV em **Barcelona, Espanha**, com um sistema FV similar em Braga.

Um sistema FV comprado em Espanha similar ao apresentado anteriormente é constituído por 40 Painéis FV de 305 W totalizando 12 200 W de potência, 1 inversor de 10 kW, um controlador de potência, estrutura em alumínio e cabos. Os acessórios e mão de obra têm um custo médio de 3000 €, perfazendo o total do investimento de 16 375 € [9].

Para obter a média anual de produção de energia FV, introduz-se os dados no PVGIS e obtém-se 18 200 kWh / ano (Figuras 10.6 e 10.7).

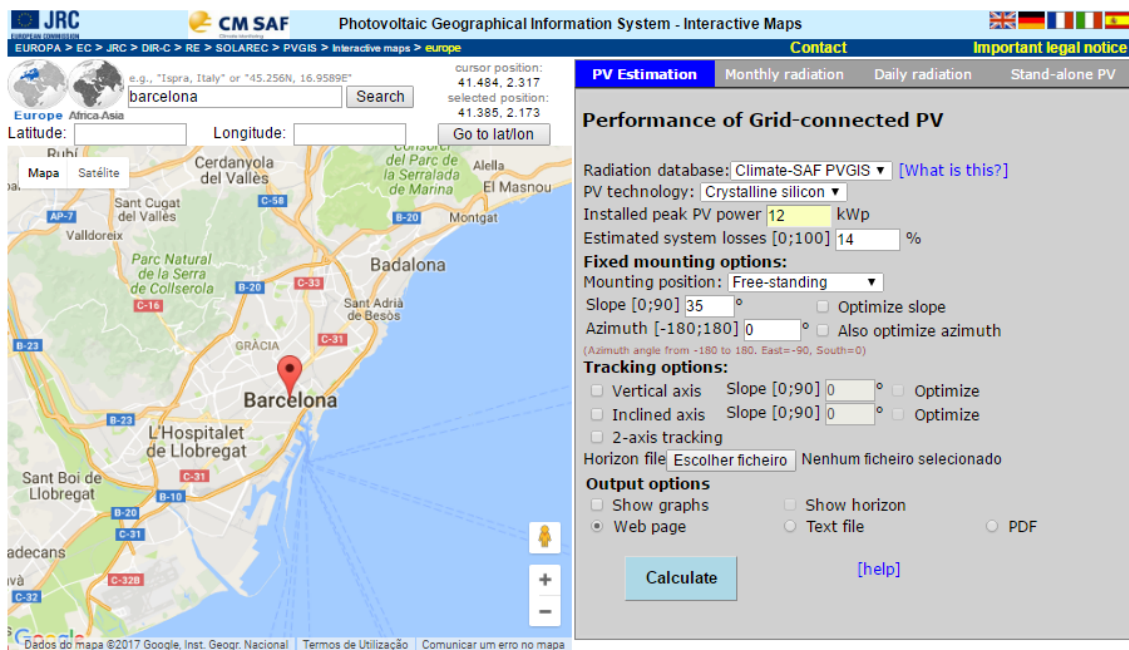


Figura 10.6 - Preenchimento de dados para calcular a média de produção de energia FV de Barcelona. [1]

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [this](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 41°23'6" North, 2°10'24" East, Elevation: 28 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 12.0 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.6% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%
 Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
 Combined PV system losses: 24.3%

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°

Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	36.50	1130	3.82	118
Feb	45.50	1270	4.79	134
Mar	55.50	1720	5.99	186
Apr	54.50	1640	5.98	179
May	58.70	1820	6.52	202
Jun	60.30	1810	6.83	205
Jul	60.80	1880	6.96	216
Aug	57.60	1780	6.62	205
Sep	52.10	1560	5.90	177
Oct	45.70	1420	5.06	157
Nov	36.60	1100	3.91	117
Dec	34.20	1060	3.60	111
Yearly average	49.9	1520	5.50	167
Total for year		18200		2010

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)
 E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)
 H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)
 H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged
 See the disclaimer [here](#)

Figura 10.7 - média anual de produção de energia FV em Barcelona. [1]

A VIESGO, companhia de eletricidade de Espanha, tem o preço do consumo energético em kWh para a tarifa tri-horária, nas horas de vazio de 0,071521 € / kWh, nas horas de cheias de 0,098363 € / kWh, e horas de pontas de 0,115253 € / kWh [10]. O que significa que o custo de 0,115253 € / kWh em horas de ponta e 0,098363 € / kWh em horas de cheias dá a média de 0,106898 € / kWh. O custo com IVA, 21% em Espanha, é de 0,12923768 € / kWh o que permite obter o valor de custo da compra de

18 200 kWh/ano à rede pública e o valor poupado devido à produção de energia FV, ou seja, 2 352,125776 €.

$$18200 \frac{kWh}{ano} \times 0,12923768 \frac{€}{kWh} = 2352,125776 \frac{€}{ano}$$

Introduzindo os dados no Excel e assumindo a taxa de atualização de 7 %, visto que a taxa de inflação é próxima à de Portugal, obtém-se os seguintes valores (Figura 10.8).

$18200 \frac{kWh}{ano} \times 0,12923768 \frac{€}{kWh} = 2352,125776 \frac{€}{ano}$

taxa de atualização

$a =$ taxa inflação + taxa risco = **7,00%**

taxa risco = 5%

Investimento inicial	ano (p)	taxa de inflação	perdas anuais do η FV de 0,8%	fluxo de caixa futuros (VF CF)	a (taxa de atualização)	fator de atualização $(1+a)^p$	CF atualizados para o presente (VP CF) $VP_p = \frac{VF_p}{(1+a)^p}$	CF atualizados e acumulados $CF_{acum.(p-1)} + VP_p$
16 375,00 €	0			-16 375,00 €		1,0000	-16 375,00 €	-16 375,00 €
	1	2%	0,8%	2 352,13 €	7,00%	1,0700	2 198,25 €	-14 176,75 €
	2	2%	0,8%	2 379,97 €	7,00%	1,1449	2 078,76 €	-12 097,99 €
	3	2%	0,8%	2 408,15 €	7,00%	1,2250	1 965,77 €	-10 132,22 €
	4	2%	0,8%	2 436,67 €	7,00%	1,3108	1 858,92 €	-8 273,30 €
	5	2%	0,8%	2 465,52 €	7,00%	1,4026	1 757,88 €	-6 515,42 €
	6	2%	0,8%	2 494,71 €	7,00%	1,5007	1 662,33 €	-4 853,09 €
	7	2%	0,8%	2 524,25 €	7,00%	1,6058	1 571,97 €	-3 281,12 €
	8	2%	0,8%	2 554,13 €	7,00%	1,7182	1 486,53 €	-1 794,59 €
	9	2%	0,8%	2 584,37 €	7,00%	1,8385	1 405,73 €	-388,86 €
	10	2%	0,8%	2 614,97 €	7,00%	1,9672	1 329,32 €	940,46 €
	11	2%	0,8%	2 645,93 €	7,00%	2,1049	1 257,06 €	2 197,52 €
	12	2%	0,8%	2 677,26 €	7,00%	2,2522	1 188,74 €	3 386,26 €
	13	2%	0,8%	2 708,96 €	7,00%	2,4098	1 124,12 €	4 510,38 €
	14	2%	0,8%	2 741,03 €	7,00%	2,5785	1 063,02 €	5 573,40 €
	15	2%	0,8%	2 773,49 €	7,00%	2,7590	1 005,24 €	6 578,64 €
	16	2%	0,8%	2 806,33 €	7,00%	2,9522	950,60 €	7 529,24 €
	17	2%	0,8%	2 839,55 €	7,00%	3,1588	898,93 €	8 428,17 €
	18	2%	0,8%	2 873,17 €	7,00%	3,3799	850,07 €	9 278,24 €
	19	2%	0,8%	2 907,19 €	7,00%	3,6165	803,86 €	10 082,10 €
	20	2%	0,8%	2 941,61 €	7,00%	3,8697	760,17 €	10 842,27 €
	21	2%	0,8%	2 976,44 €	7,00%	4,1406	718,85 €	11 561,12 €
	22	2%	0,8%	3 011,68 €	7,00%	4,4304	679,78 €	12 240,90 €
	23	2%	0,8%	3 047,34 €	7,00%	4,7405	642,83 €	12 883,73 €
	24	2%	0,8%	3 083,42 €	7,00%	5,0724	607,89 €	13 491,61 €
	25	2%	0,8%	3 119,93 €	7,00%	5,4274	574,84 €	14 066,46 €
TOTAL							14 066,46 €	

VAL	14 066,46 €		
TIR	14,96%		
PRI	ano	9,29	9 anos
	mês	3,48	3 meses
	dia	14,40	14 dias
ROI	0,859	85,9%	

Figura 10.8 - investimento inicial, ano, taxa de atualização, fator de atualização, fluxo de caixa ou poupança futuras, fluxos de caixa atualizados para o presente, fluxos de caixa atualizados e acumulados, VAL, TIR, PRI e ROI do sistema FV de Barcelona.

Para o caso do sistema FV em Barcelona, o VAL é de 14 066,46 €, o TIR é de 14,96%, o PRI é de 9 anos, 3 meses e 14 dias e o ROI é de 85,9 %, o que significa que é um investimento viável e atrativo.

O investimento inicial sistema FV de Barcelona, Espanha é superior ao investimento inicial do sistema FV de Braga, Portugal, e o custo da eletricidade da companhia VIESGO de Espanha é menor do que em Portugal, com uma diferença de 0,15616232 € / kWh.

$$0,2854 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} - 0,12923768 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 0,15616232 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

A energia FV produzida em Barcelona é superior á de Braga, com uma diferença de 1700 kWh/ ano.

$$18200 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} - 16500 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} = 1700 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}}$$

O principal fator da discrepância da análise económica entre as duas localidades dos dois países é devido ao custo da eletricidade da companhia em Espanha ser bastante inferior ao de Portugal, o que faz diminuir o valor do VAL, TIR e ROI e aumentar o PRI do sistema FV em Barcelona.

Como **3º caso de estudo** para efeitos de comparação energética e económica, faz-se a análise económica de sistemas FV em **Marselha, França**, com um sistema FV similar em Braga.

Um sistema FV comprado em França similar ao apresentado anteriormente é constituído por 2 kits fotovoltaicos totalizando 12 kW de potência. No conjunto, os kits têm 48 módulos RECOM policristalinos de 250 W totalizando 12 000 W de potência, 4 inversores OMNIK Omnisol 3.0K-TL totalizando 12 kW de potência, estrutura em alumínio, quadro de proteção, cabos e conexões MC4. Os acessórios e mão de obra têm um custo estimado de 3000 €, perfazendo o total do investimento de 18 830 € [11].

Para obter a média anual de produção de energia FV, introduz-se os dados no PVGIS e obtém-se 17 600 kWh / ano (Figuras 10.9 e 10.10).

JRC **CM SAF** **Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps**

EUROPA > EC > JRC > DIR-C > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps > europe **Contact** **Important legal notice**

Europe Africa Asia e.g., "Ispra, Italy" or "45.256N, 16.9589E" cursor position: 43.400, 5.418
 marsella Search selected position: 43.298, 5.370
 Latitude: Longitude: Go to lat/lon

Mapa Satélite

Septèmes-les-Vallons
 Le Rové
 LESTAQUE
 Plan-de-Cuques
 Allauch
 Marselha
 LA VALENTINE
 La Penne-sur-Huve
 SORMIOU
 LES GOUDES
 Parc national des Calanques

Google Dados do mapa ©2017 Google Termos de Utilização Comunicar um erro no mapa

PV Estimation Monthly radiation Daily radiation Stand-alone PV

Performance of Grid-connected PV

Radiation database: Climate-SAF PVGIS [What is this?]
 PV technology: Crystalline silicon
 Installed peak PV power 12 kWp
 Estimated system losses [0;100] 14 %

Fixed mounting options:
 Mounting position: Free-standing
 Slope [0;90] 38 ° Optimize slope
 Azimuth [-180;180] 0 ° Also optimize azimuth
(Azimuth angle from -180 to 180. East=-90, South=0)

Tracking options:
 Vertical axis Slope [0;90] 0 ° Optimize
 Inclined axis Slope [0;90] 0 ° Optimize
 2-axis tracking

Horizon file Escolher ficheiro Nenhum ficheiro selecionado

Output options
 Show graphs Show horizon
 Web page Text file PDF

Calculate [help]

Figura 10.9 - Preenchimento de dados para calcular a média de produção de energia FV de Marselha. [1]

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [this](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 43°17'47" North, 5°22'11" East, Elevation: 2 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 12.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.7% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 24.4%

Fixed system: inclination=38°, orientation=0°

Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	30.80	954	3.20	99.2
Feb	43.00	1200	4.49	126
Mar	53.90	1670	5.78	179
Apr	54.60	1640	5.99	180
May	57.30	1780	6.42	199
Jun	60.00	1800	6.82	205
Jul	61.40	1900	7.08	219
Aug	59.50	1840	6.83	212
Sep	54.50	1630	6.16	185
Oct	43.20	1340	4.77	148
Nov	32.10	963	3.43	103
Dec	27.90	864	2.92	90.6
Yearly average	48.2	1470	5.33	162
Total for year		17600		1940

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

Figura 10.10 - média anual de produção de energia FV em Marselha. [1]

Em França o preço do consumo energético para a potência contratada de 12 kVA, com IVA de 20%, é 0,12700 € / kWh nas horas de vazio e 0,15600 € / kWh nas horas de cheias e tem uma assinatura anual no valor de 183.24 €.

Como a instalação fotovoltaica trabalha nas horas de cheias, o custo total com impostos (IVA, Contribuição para o Serviço Público de Energia Elétrica (CSPE), Contribuição da Tarifa de Transporte (CTA), Imposto sobre Consumo de Electricidade Final (TCFE)), 35 % em França, é de 0,16848 € / kWh o que permite obter o valor de

custo da compra de 17 600 kWh/ano à rede pública e o valor poupado devido à produção de energia FV, ou seja, 3 148,488 € [12].

$$17600 \text{ kWh/ano} \times 0,16848 \text{ €/kWh} + 183,24 \text{ €/ano} = 3148,488 \text{ €/ano}$$

Introduzindo os dados no Excel e assumindo a taxa de atualização de 7 % obtém-se os seguintes valores (Figura 10.11).

$$17600 \text{ kWh/ano} \times 0,16848 \text{ €/kWh} + 183,24 \text{ €/ano} = 3148,488 \text{ €/ano}$$

taxa de atualização

$a =$ taxa inflação + taxa risco = **7,00%**

taxa risco = 5%

Investimento inicial	ano (p)	taxa de inflação	assinatura anual	perdas anuais do η FV de 0,8%	fluxo de caixa futuros (VF CF)	a (taxa de atualização)	fator de atualização $(1+a)^p$	CF atualizados para o presente (VP CF) $VP_p = \frac{VF_p}{(1+a)^p}$	CF atualizados e acumulados $CF_{acum.(p-1)} + VP_p$
18 830,00 €	0				-18 830,00 €		1,0000	-18 830,00 €	-18 830,00 €
	1	2%	183,24 €	0,8%	3 148,49 €	7,00%	1,0700	2 942,51 €	-15 887,49 €
	2	2%	186,90 €	0,8%	3 187,26 €	7,00%	1,1449	2 783,88 €	-13 103,61 €
	3	2%	190,64 €	0,8%	3 191,00 €	7,00%	1,2250	2 604,81 €	-10 498,80 €
	4	2%	194,46 €	0,8%	3 194,81 €	7,00%	1,3108	2 437,31 €	-8 061,50 €
	5	2%	198,34 €	0,8%	3 198,70 €	7,00%	1,4026	2 280,63 €	-5 780,87 €
	6	2%	202,31 €	0,8%	3 202,67 €	7,00%	1,5007	2 134,07 €	-3 646,79 €
	7	2%	206,36 €	0,8%	3 206,71 €	7,00%	1,6058	1 996,98 €	-1 649,81 €
	8	2%	210,49 €	0,8%	3 210,84 €	7,00%	1,7182	1 868,74 €	218,93 €
	9	2%	214,69 €	0,8%	3 215,05 €	7,00%	1,8385	1 748,77 €	1 967,70 €
	10	2%	218,99 €	0,8%	3 219,35 €	7,00%	1,9672	1 636,55 €	3 604,25 €
	11	2%	223,37 €	0,8%	3 223,73 €	7,00%	2,1049	1 531,57 €	5 135,82 €
	12	2%	227,84 €	0,8%	3 228,19 €	7,00%	2,2522	1 433,36 €	6 569,18 €
	13	2%	232,39 €	0,8%	3 232,75 €	7,00%	2,4098	1 341,48 €	7 910,65 €
	14	2%	237,04 €	0,8%	3 237,40 €	7,00%	2,5785	1 255,52 €	9 166,17 €
	15	2%	241,78 €	0,8%	3 242,14 €	7,00%	2,7590	1 175,10 €	10 341,27 €
	16	2%	246,62 €	0,8%	3 246,97 €	7,00%	2,9522	1 099,86 €	11 441,13 €
	17	2%	251,55 €	0,8%	3 251,91 €	7,00%	3,1588	1 029,47 €	12 470,60 €
	18	2%	256,58 €	0,8%	3 256,94 €	7,00%	3,3799	963,61 €	13 434,21 €
	19	2%	261,71 €	0,8%	3 262,07 €	7,00%	3,6165	901,99 €	14 336,20 €
	20	2%	266,95 €	0,8%	3 267,30 €	7,00%	3,8697	844,33 €	15 180,54 €
	21	2%	272,29 €	0,8%	3 272,64 €	7,00%	4,1406	790,39 €	15 970,92 €
	22	2%	277,73 €	0,8%	3 278,09 €	7,00%	4,4304	739,91 €	16 710,83 €
	23	2%	283,29 €	0,8%	3 283,64 €	7,00%	4,7405	692,67 €	17 403,50 €
	24	2%	288,95 €	0,8%	3 289,31 €	7,00%	5,0724	648,48 €	18 051,98 €
	25	2%	294,73 €	0,8%	3 295,09 €	7,00%	5,4274	607,12 €	18 659,10 €
TOTAL								18 659,10 €	

VAL	18 659,10 €		
TIR	16,63%		
PRI	ano	7,88	7 anos
	mês	10,56	10 meses
	dia	16,80	17 dias
ROI	0,991	99,1%	

Figura 10.11 - investimento inicial, ano, taxa de atualização, fator de atualização, fluxo de caixa ou poupança futuras, fluxos de caixa atualizados para o presente, fluxos de caixa atualizados e acumulados, VAL, TIR, PRI e ROI do sistema FV de Marselha.

Para o caso do sistema FV em Marselha, o VAL é de 18 659,10 €, o TIR é de 16,63 %, o PRI é de 7 anos, 10 meses e 17 dias e o ROI é de 99,1 %, o que significa que é um investimento viável e atrativo.

O investimento inicial do sistema FV em Marselha, França é superior ao investimento inicial de Braga, Portugal, e o custo da eletricidade em França é menor, com uma diferença de 0,11692 € / kWh.

$$0,2854 \text{ €/kWh} - 0,16848 \text{ €/kWh} = 0,11692 \text{ €/kWh}$$

A energia FV produzida em Marselha é superior á de Braga, com uma diferença de 1100 kWh/ ano.

$$17600 \text{ kWh/ano} - 16500 \text{ kWh/ano} = 1100 \text{ kWh/ano}$$

O principal fator da discrepância da análise económica entre as duas localidades, Braga e Marselha, é devido ao custo da eletricidade da companhia em França ser inferior ao de Portugal, o que faz diminuir o valor do VAL, TIR e ROI e aumentar o PRI do sistema FV em França.

Referências bibliográficas

- [1] *European Commission, Joint Research Centre - Institute for Energy, Renewable Energy Unit - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - EUROPA* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
- [2] *Think Finance - TIR* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.thinkfn.com/wikibolsa/TIR>
- [3] ZUNIDO, André; VASCO, Germano Magalhães e - *Análise Financeira de Projectos de Software (VAL, TIR e PRI)* [em linha] Faro, Portugal, 2006. Engenharia de Sistemas e Informática, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade do Algarve. Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.deei.fct.ualg.pt/~a14073/licenciatura+informatica/engenharia+de+softwa+re/analise+financeira+de+projectos+documentacao.pdf>
- [4] *Microsoft - TIR (Função TIR)* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <https://support.office.com/pt-PT/article/TIR-Fun%C3%A7%C3%A3o-TIR-64925EAA-9988-495B-B290-3AD0C163C1BC>
- [5] *jpereira.eu - Como seleccionar um projecto? – Payback Period* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://jpereira.eu/2008/09/29/como-seleccionar-um-projecto-payback-period/>
- [6] *WR Prates - O que é TIR (Taxa Interna de Retorno)?* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.wrprates.com/o-que-e-tir-taxa-interna-de-retorno/>
- [7] *Futursolutions - AUTOCONSUMO: A DECISÃO VOLTA A SER SUA* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: <http://www.futursolutions.pt/energia/autoconsumo>
- [8] *Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída* [em linha] Acesso em: junho de 2016. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_761580_8675660254a2675c.pdf
- [9] *SOLARMAT - Kit solar autoconsumo inyección cero Piko 10kW trifásico* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: <http://solarmat.es/pt/kit-solar-autoconsumo/kit-solar-autoconsumo-inyeccion-cero-piko-10kw-trifasico.html>

- [10] *tarifaluzhora - DISCRIMINACIÓN HORARIA EN TRES PERIODOS* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: <http://tarifaluzhora.es/discriminacion-horaria-tres-periodos>
- [11] *HELIOS-EnRJ Producteur d'énergie - Kit RECOM 6kW* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: <http://helios-enrj.fr/kit-reseau/59-kit-recom-6kw.html>
- [12] *KELWATT - Prix de l'électricité en France : grilles tarifaires et augmentations récentes* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: <https://www.kelwatt.fr/guide/prix-electricite-france#formation>
- [13] *Sustainable.co.za - 12kWp Grid-Tied System - 3 Phase Solar Power Kit* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: <http://www.sustainable.co.za/sustainable-co-za-12kwp-grid-tied-system-3-phase-solar-power-kit.html>
- [14] *Eskom - 2017/18 Tariffs and charges - Businessrate tariff* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: [http://www.eskom.co.za/CustomerCare/TariffsAndCharges/Documents/Eskom%20schedule%20of%20standard%20prices%202017%2018%2015%2002%2017%20\(00\).pdf](http://www.eskom.co.za/CustomerCare/TariffsAndCharges/Documents/Eskom%20schedule%20of%20standard%20prices%202017%2018%2015%2002%2017%20(00).pdf)
- [15] *LOOBIZ.com - Conversor de Moedas Rand sul Africano – Euro* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: <http://pt.loobiz.com/moeda-conversor/rand+euro>
- [16] *Eurostat HICP - inflation rate* [em linha] Acesso em: janeiro de 2017. Disponível em: <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tec00118&plugin=1>
- [17]

11. Conclusão

O estágio na empresa DAPE permitiu-me estudar os sistemas de energia FV e tomar conhecimento, em contexto laboral, dos equipamentos de um sistema FV, tipos de sistemas, início destes projetos, sistemas FV de pequenas e grandes potências, sistemas instalados em vários locais do país e a empresa realizou também outros sistemas no exterior.

Através da análise económica, conclui-se para os exemplos apresentados, que o VAL é significativamente elevado, há uma elevada percentagem de TIR, o PRI é atingido num curto período do tempo de vida útil do sistema e o ROI é bastante lucrativo. As localidades portuguesas, como Braga, com o custo da eletricidade elevado têm o VAL aproximadamente três vezes superior, o TIR duas vezes superior em relação aos casos estudados e o PRI em Braga é atingido rapidamente. O ROI tem também, por isso, uma elevada percentagem (aproximadamente três vezes superior). Quanto mais caro o custo da eletricidade de um país é mais necessário, para economizar a curto prazo, investir em sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.

Um sistema FV com um tempo de vida útil de 25 anos, tem geralmente um PRI de 3 a 10 anos tornando-o num investimento viável e atrativo e tem baixa manutenção. Os sistemas FV continuam atualmente a ter um crescimento exponencial tornando-os num produto cada vez mais acessível, amigo do ambiente, alimentado por uma fonte energia renovável, a energia do sol.