

Relatório Final de Estágio

Marisa Sofia Teixeira Novais

Relatório final de estágio apresentado à
Escola Superior de Tecnologia e Gestão
Instituto Politécnico de Bragança

Para obtenção do Grau de Mestre em
Energias Renováveis e Eficiência Energética

Este relatório final de estágio foi efetuado sob orientação do:
Professor Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares

Junho de 2014

“Aos meus pais e aos meus irmãos.”

Agradecimentos

Foi necessário percorrer um longo caminho até chegar a esta etapa e nem sempre foi fácil. Com isso, quero agradecer a todas as pessoas que me ajudaram a ultrapassar as dificuldades e a seguir em frente.

Desta forma, quero agradecer:

- Aos meus pais por tornarem possível a concretização de todos os meus sonhos possíveis e por fazerem tudo pelos filhos;
- Aos meus irmãos por estarem sempre disponíveis em todas as horas;
- Aos meus padrinhos e a toda a restante família que sempre me apoiou;
- Ao meu namorado, por tudo;
- A todos os meus amigos pelo bem-estar proporcionado e incentivo, mesmo nos maus momentos;
- Aos sócios da empresa, Sr. Paulo Jorge e Sr. Alexandre Pires, por me darem a oportunidade de estagiar na empresa deles, APJ Energy;
- À minha orientadora no estágio, Eng.^a Diana Silva por sempre me ajudar e esclarecer todas as minhas dúvidas;
- Ao Eng.^o Nuno Morais por estar sempre disponível para mim e por me ter ajudado a crescer, tanto pessoalmente como profissionalmente;
- Ao professor Orlando Soares por ter concordado em ser meu orientador na escola;

A todos, um muito obrigada!

Resumo

O presente relatório surge no âmbito da unidade curricular “Dissertação/Trabalho de Projeto/estágio” inserida no mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética do Instituto Politécnico de Bragança.

Este resume os trabalhos, experiências e conhecimentos adquiridos durante a realização do estágio na empresa APJ – Energy, Lda., que decorreu sob a orientação da Eng.^a Diana Silva da entidade de acolhimento e do Professor Orlando Soares da Escola Superior de Tecnologia e Gestão.

O estágio foi direcionado para os sistemas solares fotovoltaicos, sistemas solares térmicos e sistemas de biomassa, servindo o presente documento como base de relato de toda a atividade desenvolvida ao longo do estágio.

Palavras-chave: *APJ-Energy,Lda Sistemas Solares Fotovoltaicos; Sistemas Solares Térmicos; Sistemas de Biomassa.*

Abstract

This report comes as part of the curricular unit "Dissertation / Project / Internship" inserted into the Masters in Renewable Energy and Energy Efficiency of the Polytechnic of Bragança.

This summarizes the work, experience and knowledge acquired during the realization of the internship company in APJ - Energy Ltd., which was held under the guidance of Eng. Diana Silva of the host entity and Professor Orlando Soares of the school of Technology and Management.

The internship was directed to the solar photovoltaic, solar thermal and biomass systems, this document serves as a basis for reporting of all activity developed along the internship.

Keywords: *APJ-Energy Ltd; Solar Photovoltaic Systems; Solar Thermal Systems; Biomass Systems.*

Índice

Agradecimentos	IV
Resumo	V
Abstract.....	V
Índice	VI
Lista de Abreviaturas.....	IX
Índice de Figuras	X
Índice de Tabelas	XIII
Índice de Gráficos.....	XIII
1. Introdução.....	1
2. Empresa APJ Energy, Lda.	3
2.1. Enquadramento geográfico	3
2.2. Identificação da entidade acolhedora.....	4
2.3. Descrição da Empresa.....	5
3. Energia Solar	6
3.1. Distribuição da radiação solar em Portugal	6
3.2. Formas de aproveitamento da energia solar.....	7
4. Sistemas Solares Fotovoltaicos	8
4.1. Principais componentes de um sistema fotovoltaico	8
4.1.1. Célula fotovoltaica.....	8
4.1.2. Módulo fotovoltaico	13
4.1.3. Baterias	15
4.1.4. Regulador de carga	16
4.1.5. Inversor CC/CA.....	16
4.2. Aplicações dos sistemas fotovoltaicos.....	18
4.2.1. Sistemas isolados.....	18
4.2.2. Sistemas ligados à rede elétrica	21
4.2.3. Sistemas híbridos.....	23
4.3. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos	24
4.3.1. Sistemas isolados.....	24
4.3.2. Sistemas de ligação à rede	28
5. Sistemas Solares Térmicos.....	31
5.1. Componentes dos sistemas solares térmicos	31

5.1.1.	Coletores	31
5.1.2.	Permutadores de calor	35
5.1.3.	Depósitos de acumulação	36
5.1.4.	Circuito solar	38
5.1.5.	Regulação e controlo	41
5.2.	Tipos de sistemas solares térmicos	41
5.2.1.	Classificação segundo o tipo de circulação	42
5.2.2.	Classificação segundo o sistema de transferência de calor entre o coletor e o acumulador	43
5.2.3.	Classificação das instalações segundo o tipo de energia auxiliar.....	44
5.3.	Legislação nacional.....	44
6.	Sistemas de Biomassa	46
6.1.	Combustíveis sólidos	47
6.1.1.	<i>Pellets</i>	48
6.2.	Situação em Portugal	49
6.3.	Equipamentos utilizados	50
6.3.1.	Caldeiras a ar	51
6.3.2.	Caldeiras a água.....	51
7.	Parte prática do relatório	53
7.1.	Plano de estágio	53
7.2.	Tarefas desempenhadas durante a realização do estágio	53
7.3.	Projetos em que participei.....	55
7.3.1.	Projeto de sistema fotovoltaico ligado à rede.....	55
7.3.2.	Projeto de sistema fotovoltaico isolado.....	66
7.3.3.	Projeto de sistema térmico com termossifão	75
7.3.4.	Projeto de sistema de biomassa	84
7.3.5.	Outras atividades realizadas	94
	Conclusão	97
	Bibliografia.....	98
	Anexo A – <i>Datasheet</i> do módulo fotovoltaico AXITEC 245	101
	Anexo B – <i>Datasheet</i> do inversor Kostal Piko 5.5.....	103
	Anexo C – Resultados do <i>software</i> PVGIS para o sistema fotovoltaico fixo referente à radiação estimada	105

Anexo D – Resultados do <i>software</i> PVGIS para o sistema fotovoltaico fixo referente à produção de energia estimada	108
Anexo E – Resultados do <i>software</i> PVGIS para o sistema fotovoltaico isolado referente à radiação estimada.....	110
Anexo F - <i>Datasheet</i> do módulo fotovoltaico SolarWorld 85W.....	113
Anexo G – <i>Datasheet</i> da bateria Varta AGM 12V/115Ah.....	115
Anexo H – <i>Datasheet</i> do regulador de carga Victron Blue Solar MPPT 15A	116
Anexo I – <i>Datasheet</i> do inversor Victron Phoenix 12V/350W.....	117
Anexo J – Resultados do <i>software</i> PVGIS para o sistema fotovoltaico isolado referente seu ao desempenho	119
Anexo L – Ficha de bombeamento de água	121
Anexo M – Resultados obtidos no programa da LORENTZ para o sistema de bombeamento	122

Lista de Abreviaturas

AQS – Águas Quentes Sanitárias

a-Si – Silício amorfo

BTN – Baixa Tensão Normal

DL – Decreto-Lei

CA – Corrente alternada

CC – Corrente contínua

CdTe – Telurieto de cádmio

CI(G)S – di-selenieto de cobre e Índio

c-Si – Silício monocristalino

GEE – Gases com efeito de estufa

INETI - Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação

MPP – Ponto de Potência Máxima

m-Si – Silício microcristalino

p-Si – Silício policristalino

RECS – Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços

REH – Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação

RCCTE – Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios

Rpm – Rotações por minuto

RSECE – Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios

SCE – Sistema Certificação Energética dos Edifícios

STC – Condições de teste padrão (1000W/m²; 25°C; A.M. 1,5)

TIR – Taxa Interna de Retorno

ΔT – Diferença de temperatura;

Índice de Figuras

Figura 1 - Localização geográfica da empresa.	3
Figura 2 – Áreas distintas da empresa.	4
Figura 3 – Radiação solar da Europa [2].	6
Figura 4 - Tipos de aproveitamento de energia solar [4].....	7
Figura 5 – Exemplo de uma célula fotovoltaica monocristalina [7].....	9
Figura 6 – Exemplo de uma célula fotovoltaica policristalina [8].	9
Figura 7 – Exemplo de uma célula fotovoltaica de película fina [10].....	10
Figura 8 - Curva característica I-V e P-V [6]	11
Figura 9 - Variação da característica I-V com a radiação solar [6].	12
Figura 10 - Variação da característica I-V com a temperatura [6].	12
Figura 11 - Efeito de sombreamento nos módulos fotovoltaicos [12].	15
Figura 12 - Exemplo de baterias utilizada pela empresa.	15
Figura 13 - Exemplo de reguladores de carga utilizados pela empresa.....	16
Figura 14 - Inversor CC/AC inserido num sistema fotovoltaico [4].	16
Figura 15 – Inversor utilizado na empresa.	18
Figura 16 - Representação de um sistema isolado com armazenamento [14].....	19
Figura 17 - Aplicações de sistemas de bombas solares [15].	20
Figura 18 – Representação de um sistema de ligação à rede [15].	21
Figura 19 – Representação de um sistema híbrido [20].	24
Figura 20 - Exemplo de coletores simples [22].....	32
Figura 21 - Exemplo e constituição de um coletor plano [22].	32
Figura 22 - Exemplo de um coletor de tubos de vácuo [24].....	33
Figura 23 - Ligação em série [21].	34
Figura 24 - Ligação em paralelo [21].	34
Figura 25 - Ligação em paralelo de canais [21].	35
Figura 26 - Exemplo de um permutador de calor de placas [25].	36
Figura 27 - Exemplo de acumuladores utilizados pela empresa.	37
Figura 28 – Exemplo de depósito de câmara interna, a). Depósito de serpentina simples, b). Depósito combinado, c). Depósito sem permutador interno, d). [21]	38
Figura 29 - Exemplo de uma bomba utilizada pela empresa.....	39
Figura 30 - Exemplo de válvula de segurança e 3 vias, respetivamente, utilizadas pela empresa.	41

Figura 31 - Esquema de um sistema de termossifão [27].	42
Figura 32 - Exemplo de um sistema de circulação forçada [27].	43
Figura 33 – <i>Pellets</i> [32].	48
Figura 34 - Funcionamento de um sistema de aquecimento central utilizando uma caldeira a água [35].	52
Figura 35 - Esquema dos painéis.	59
Figura 36 - Dados necessários para calcular a produção de energia.	60
Figura 37 - Produção mensal de energia estimada.	60
Figura 38 – Telhado sobre o qual ocorreu a instalação.	63
Figura 39 - Estrutura montada com inclinação de 30°.	64
Figura 40 - Aspecto final da montagem dos painéis.	65
Figura 41 - Outra perspetiva do aspecto final da montagem dos painéis.	65
Figura 42 – Contador (à esq.) e portinhola (à direita).	66
Figura 43 - Resultados da radiação mensal para Rabal, através do <i>software</i> PVGIS. ...	68
Figura 44 - Desempenho do sistema solar isolado.	70
Figura 45 - Instalação de um sistema isolado para iluminação.	71
Figura 46 – Exemplo de sistema de bombeamento de água e as distâncias requeridas.	72
Figura 47 - <i>Layout</i> inicial do programa da Lorentz.	73
Figura 48 - Rendimento diário do sistema de bombeamento.	75
Figura 49 - Escolha do clima e do local.	78
Figura 50 - Dimensionamento dos sistemas térmicos.	78
Figura 51 - Análise energética.	80
Figura 52 - Otimização do dimensionamento do sistema.	81
Figura 53 – Análise financeira do sistema.	82
Figura 54 - Benefícios ambientais.	83
Figura 55 – Iniciar.	87
Figura 56 – Carga e Rede.	87
Figura 57 - Modelo energético.	88
Figura 58 - Análise de custo.	89
Figura 59 - Análise da redução de emissões.	90
Figura 60 - Análise financeira.	91
Figura 61 – Corte na lateral pretendida da caldeira.	92
Figura 62 - Instalação da broca sem-fim.	92
Figura 63 - Vários componentes da instalação da caldeira.	93

Figura 64 - Aspeto final da instalação concluída da caldeira.	94
Figura 65 - Apresentação do espaço para exposição na IV Feira de Emprego, Educação e Solidariedade.	95
Figura 66 – Apresentação do espaço para exposição na 3ª Edição da Expo Trás-os-Montes.	95

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Eficiência de cada tipo de célula fotovoltaica e área requerida por kW [1]..	10
Tabela 2 - Comparação dos regimes bonificado e geral da microprodução [17, 18].	22
Tabela 3 – Continuação da tabela 2.....	23
Tabela 4 - Comparação entre os tipos de ligação [21].	35
Tabela 5 - Especificações técnicas das <i>pellets</i> [32].	49
Tabela 6 - Valores de tensão para as temperaturas extremas de Verão e de Inverno.....	56
Tabela 7 - Cálculo dos limites da corrente e da tensão para o primeiro circuito, com 16 módulos.	58
Tabela 8 - Cálculo dos limites da corrente e da tensão para o segundo circuito, com 14 módulos.	58
Tabela 9 - Análise da viabilidade económica.	62
Tabela 10 - Cálculo das necessidades energéticas.....	67
Tabela 11 – Dados obtidos para a situação do cliente.....	72
Tabela 12 - Características técnicas do sistema solar térmico DS Compact Inox [36]..	77
Tabela 13 - Necessidades de calor.....	84
Tabela 14 - Características técnicas da Caldeira a <i>Pellets</i>	86

Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Retorno do investimento.	63
---	----

1. Introdução

A energia solar foi utilizada desde sempre pelos nossos antepassados. Com o decorrer dos tempos e com esta crescente carência de produção de energia, devido à escassez dos combustíveis, é que houve a necessidade de se perfeioarem técnicas para a produção de energia através de fontes renováveis.

Existem várias fontes renováveis, como os sistemas solares, os sistemas eólicos, a biomassa, entre outros. No decorrer do estágio os trabalhos realizados incidiram sobre os sistemas solares e a biomassa.

Os sistemas solares quer os sistemas fotovoltaicos ou os sistemas térmicos, são sistemas descentralizados de produção de energia que possuem inúmeras vantagens para o consumidor, podendo nalguns casos, torná-lo num consumidor independente. As condições atmosféricas e geográficas de Portugal contribuem para a eficiência destes sistemas.

A biomassa considera várias fontes de origem de matéria orgânica, podendo a sua energia ser convertidas noutras, como por exemplo a energia calorífica para o aquecimento de habitações.

Por as energias renováveis apresentarem um futuro tão promissor para a produção de energia de forma limpa e renovável é que me interessei por este curso. Agora que estou na reta final do mestrado optei pela realização do estágio, de modo a por em prática todos os conhecimentos adquiridos ao longo da licenciatura em Engenharia de Energias Renováveis, assim como no mestrado de Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Um objetivo muito importante que eu queria realizar ao longo do estágio era a criação de hábitos e métodos de trabalho e ganhar assim experiência prática no contexto de trabalho que será muito útil aquando da minha integração no mundo de trabalho.

O estágio realizado decorreu durante o período de 1 de Outubro de 2013 a 1 de Junho de 2014, com a duração de, inicialmente 16 horas semanais e depois a partir de 17 de Fevereiro de 2014, 40 horas semanais, num total de 1134 horas.

O presente relatório está estruturado em oito capítulos. No primeiro capítulo estão as considerações gerais sobre o estágio e os objetivos que pretendia atingir com a realização do mesmo.

No capítulo 2 está apresentada a empresa onde decorreu o estágio. A identificação da empresa, bem como as suas instalações serão apresentadas. Faço ainda referência às atividades de atuação no mercado, sejam elas de cariz renovável ou não.

No capítulo 3 é apresentado um breve resumo da energia solar e da distribuição da radiação solar em Portugal.

No capítulo 4 serão apresentados os conceitos e fundamentos básicos dos sistemas solares fotovoltaicos, seus principais componentes e aplicações, nas situações de ligado à rede ou de sistema isolado. De seguida, apresentam-se os cálculos para dimensionar cada tipo de sistema.

No capítulo 5 falo sobre os sistemas solares térmicos. Apresentando na mesma linha de exposição utilizada no capítulo 4, começando por identificar os principais componentes dos sistemas e qual o seu tipo de aplicação. De seguida, falo um pouco sobre a legislação relativamente a estes sistemas.

No capítulo 6 são apresentados os sistemas de biomassa. Aqui falo um pouco sobre a biomassa em geral, dando ênfase aos combustíveis sólidos, nomeadamente os *pellets* que são o combustível mais utilizado comercialmente nos sistemas de biomassa e os equipamentos utilizados para o aquecimento ambiente.

No capítulo 7 apresento, por assim dizer, a parte prática do meu estágio, apresentado os vários projetos que realizei, bem como o plano de estágio.

Finalmente, no capítulo 8, estão apresentadas as principais conclusões a recolher do estágio.

2. Empresa APJ Energy, Lda.

2.1. Enquadramento geográfico

A sede da empresa APJ Energy, Lda encontra-se em Bragança na rua Engenheiro Adelino Amaro da Costa 23 Rés-do-chão, como é possível observar na figura 1.



Figura 1 - Localização geográfica da empresa.

Na figura 2 encontram-se algumas fotos das instalações exteriores e interiores da empresa. Esta possui 3 áreas distintas: o escritório, o armazém e a receção, onde estão expostos alguns dos produtos que a empresa comercializa.

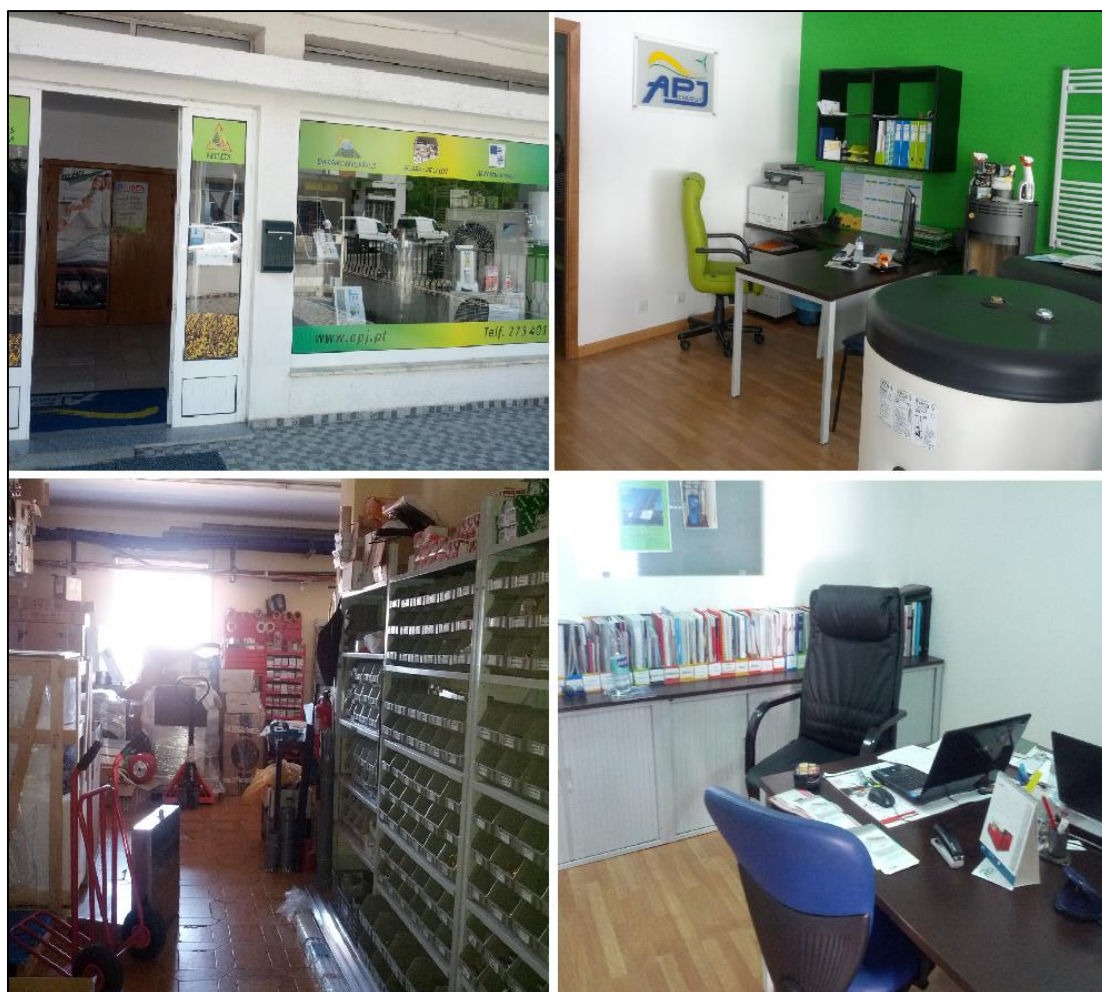


Figura 2 – Áreas distintas da empresa.

2.2. Identificação da entidade acolhedora

Denominação da Empresa: APJ Energy, Lda;

Ano de Fundação: 2010;

Atividades: Atividade de Engenharia, Energias Renováveis, Instalações Elétricas e Telecomunicações, Climatização;

(CAE 771120 /43222: Atividade de Engenharia e Técnicas afins e Instalações Elétricas e Mecânicas, manutenção, reparação e comercialização de sistemas de aquecimento, ventilação e refrigeração ou climatização, eletricidade e energias renováveis.)

Capital Social: 5000 €;

Sede de Atividade: Rua Eng. Amaro da Costa, 23RC, 5300-146 Bragança;

Contacto: 273401025 – 918029140;

Sectores de Atividade:

A empresa APJ - Energy, Lda. desenvolve atividades nos seguintes sectores:

- Obras de Sistemas de Energias Renováveis nomeadamente Microprodução;
- Obras em Sistemas de Climatização;
- Obras de Instalações Elétricas e de Telecomunicações de Edifícios e Especiais;
- Projetos de Eletricidade e de Telecomunicações.

2.3. Descrição da Empresa

A empresa APJ Energy, Lda foi fundada a 20 de Abril de 2010. Esta é especialista em sistemas de energias renováveis tanto para sistemas domésticos como para sistemas industriais.

Esta empresa atua no mercado dimensionando, instalando e fazendo a respetiva manutenção de sistemas fotovoltaicos tanto para minigeração, microgeração, sistemas autónomos e sistemas de bombeamento de água, de sistemas solares térmicos para aquecimento de águas sanitárias, de sistemas de biomassa para aquecimento de ambiente, de ar-condicionado, de bombas de calor e de sistemas VRV. Faz ainda a instalação de piso radiante.

3. Energia Solar

O Sol é a base de toda a vida na Terra. Este envia energia na forma de radiação para a Terra. O Sol é um reator de fusão, pois é no seu centro que ocorre a transformação de núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio, sendo que é durante este processo que a parte da massa é transformada em energia.

A radiação solar é uma fonte inesgotável de energia e é, por isso, que existe um enorme potencial da sua utilização por meio de captação e conversão em outra forma de energia, como por exemplo, a térmica e a elétrica.

O nosso planeta recebe apenas uma pequena parte da energia proveniente do sol. Apesar disso, a radiação solar incidente corresponde a 200000000 biliões de kWh. Esta quantidade é 10000 vezes superior à quantidade de energia necessária anual para todo o mundo [1].

3.1. Distribuição da radiação solar em Portugal

Pela figura 3, é possível verificar que Portugal é um dos países da Europa com maior potencial de aproveitamento de energia.

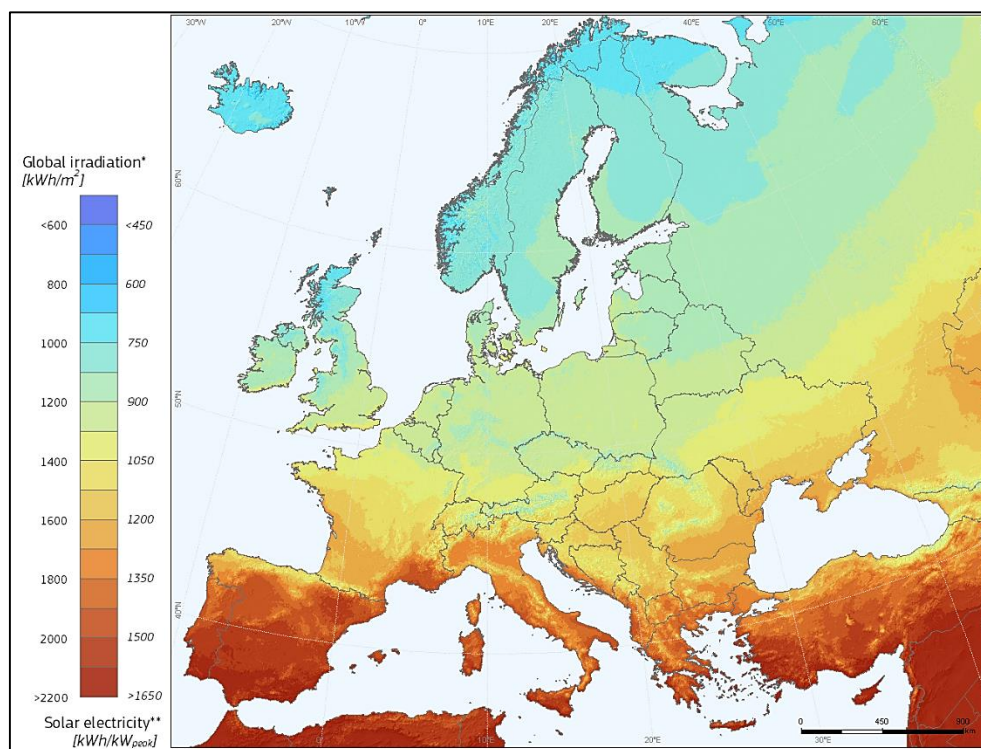


Figura 3 – Radiação solar da Europa [2].

A sul de Portugal a radiação é mais elevada, podendo exceder os 2300 kWh/m² e a insolação em Portugal varia entre 1800 e 3100 horas por ano [3].

Portugal, é sem dúvida, um país com uma radiação solar excelentes, podendo assim, com as tecnologias existentes no mercado, aproveitar esta radiação para inúmeras aplicações, de forma a diminuir o consumo energético nacional e, conseqüentemente, a dependência dos combustíveis fósseis.

3.2. Formas de aproveitamento da energia solar

A energia solar é um tipo de energia que não polui e não produz ruído, sendo por isso utilizada em diversos sistemas com uma elevada fiabilidade e com extensa durabilidade. Na figura 4, são apresentados alguns tipos de aproveitamento de energia solar. Portugal possui um potencial de aplicação de energia solar térmica de cerca de 2,8 milhões de m² e um potencial para conversão fotovoltaica entre 1000 e 1500 kwh por cada kWp instalado [3].

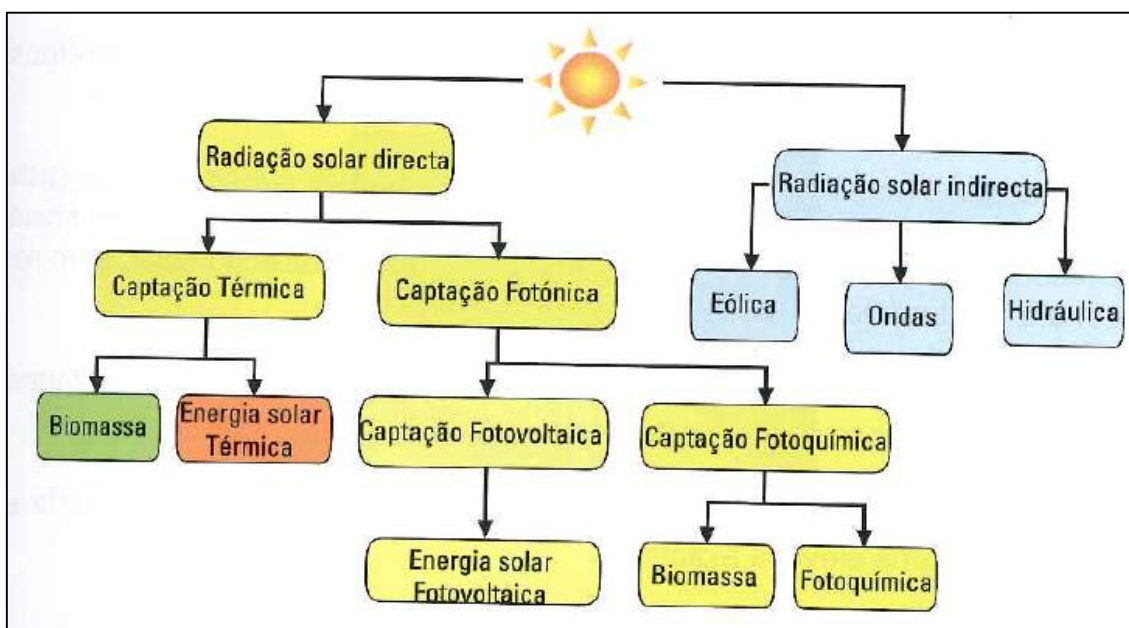


Figura 4 - Tipos de aproveitamento de energia solar [4].

Durante o estágio as formas de aproveitamento com que lidei foram a energia solar fotovoltaica, a energia solar térmica e a biomassa. Nos capítulos seguintes vou falar mais em detalhe sobre cada uma delas.

4. Sistemas Solares Fotovoltaicos

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da energia solar em energia elétrica – denominado efeito fotovoltaico – sem a necessidade de combustível e não criando praticamente quase poluentes nenhuns. Este fenómeno dá-se recorrendo a células fotovoltaicas, células essas que se baseiam nas propriedades dos materiais semicondutores. A quantidade de energia elétrica produzida por estas células é proporcional à intensidade de luz que incide nelas.

4.1. Principais componentes de um sistema fotovoltaico

Os componentes utilizados num sistema fotovoltaico dependem do tipo de aplicação desejada, por exemplo, se se pretende que a instalação seja para uma instalação isolada ou se para uma instalação com ligação à rede elétrica. Nas subsecções seguintes vou falar dos equipamentos mais comuns que existem para os dois tipos de sistemas.

4.1.1. Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é o elemento transformador que utiliza um material semicondutor para que a conversão da energia solar em energia elétrica se realize. Na atual fase de desenvolvimento, a indústria das células fotovoltaicas mostra a sua maior diferenciação através da escolha do semicondutor.

Estes podem ser monocristalinos, policristalinos ou de película fina. Atualmente, a maior parte das células fotovoltaicas são fabricadas à base de silício, cujo material é abundante e a tecnologia de fabrico se encontra mais desenvolvida.

4.1.1.1. Tipos de células fotovoltaicas

Células monocristalinas

As células monocristalinas, representadas na figura 5, são constituídas por silício monocristalino (c-Si). Este é geralmente designado apenas por silício cristalino e é o material mais utilizado na constituição das células fotovoltaicas, representando cerca de 80% [5] do mercado.

Este tipo de célula é a mais cara e complexa de produzir, pois requer um processo de fabrico cuidado e lento, com recurso ao uso intensivo de energia, para permitir o desenvolvimento da estrutura cristalina desejada.

As células são polidas e limpas quimicamente, assumindo várias formas com 0,2 a 0,3mm de espessura [6].



Figura 5 – Exemplo de uma célula fotovoltaica monocristalina [7].

Células policristalinas ou multicristalinas

As células policristalinas ou multicristalinas, apresentadas na figura 6, são constituídas por silício policristalino (p-Si). Este é constituído por um número elevado de pequenos cristais que origina descontinuidades na estrutura, penalizando a eficiência das células. Por isso, este tipo de células possui um rendimento inferior às células monocristalinas (cerca de 11-14%).

Estas células possuem um preço de fabrico relativamente mais baixo que as células monocristalinas e assumem formas com 0,3mm de espessura [6].

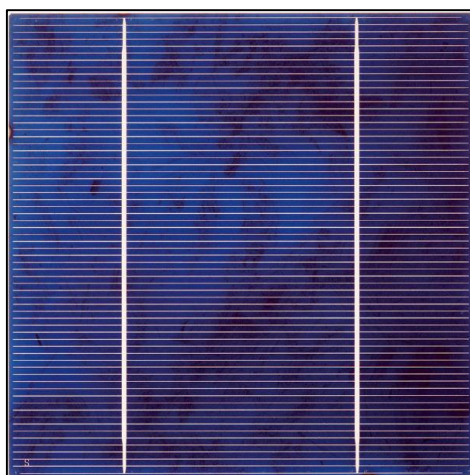


Figura 6 – Exemplo de uma célula fotovoltaica policristalina [8].

As células monocristalinas e policristalinas são fisicamente rígidas, pois encontram-se encapsuladas em estruturas metálicas. Este tipo de células corresponde aos painéis ou

módulos que usualmente se instalam em telhados e terraços [9]. Estes dois tipos de células são os utilizados pela empresa onde realizei o estágio.

Células de película fina

As células de película fina, apresentadas na figura 7, podem ser constituídas por vários elementos: silício amorfo (a-Si), telurieto de Cádmio (CdTe), di-selenieto de Cobre e Índio (CI(G)S ou a combinação de silício amorfo e silício microcristalino (a-Si/m-Si).

Este tipo de células apresenta o menor custo dos três tipos e também o menor rendimento elétrico (<10%) [9]. Contudo, estas células são mais resistentes ao efeito de sombreamento e às variações de temperatura [6].

São formadas por películas finas (0,5 a 2,0 μ m de espessura [6]) sobre um suporte de papel ou plástico, dando-lhes assim bastante flexibilidade.

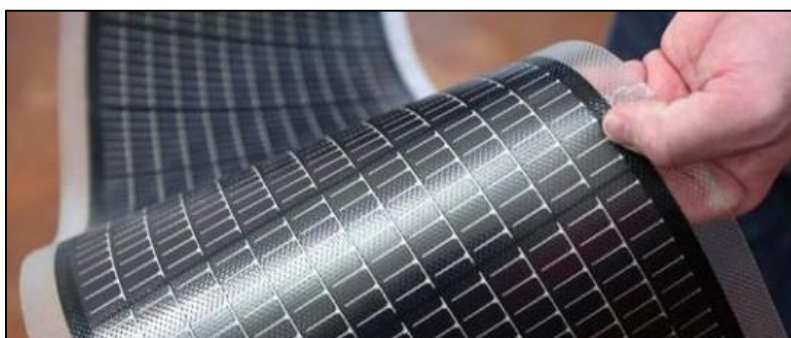


Figura 7 – Exemplo de uma célula fotovoltaica de película fina [10].

4.1.1.2. Rendimento das células fotovoltaicas

A tabela 1 apresenta os intervalos de eficiência para cada tipo de célula fotovoltaica que estão atualmente disponíveis no mercado. A área que é necessária para gerar 1 kWp é também apresentada.

Tabela 1 - Eficiência de cada tipo de célula fotovoltaica e área requerida por kW [1].

Tecnologia	Silício		Película Fina			
	c-Si	p-Si	a-Si	CdTe	CI(G)S	a-Si/ μ c-Si
Eficiência da célula	16-22%	14-18%	4-8%	10-11%	7-12%	7-9%
Eficiência do Módulo	13-19%	11-15%				
Área Necessária por kW (para módulos)	$\approx 7\text{m}^2$	$\approx 8\text{m}^2$	$\approx 15\text{m}^2$	$\approx 10\text{m}^2$	$\approx 10\text{m}^2$	$\approx 12\text{m}^2$

Como visto anteriormente, as células de silício monocristalinas são as mais eficientes e aquelas que necessitam de uma menor área para gerar 1kWp. Sendo que as células de silício amorfo são as que possuem menos eficiência e necessitam de uma maior área para gerar 1 kWp.

O rendimento de uma célula é calculado pela equação 4.1:

$$\eta_{célula} = \frac{\text{Energia Produzida [kWh]}}{\text{Radiação Solar } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right] \times \text{Área}_{célula}[\text{m}^2]} \quad [\text{Eq. 4.1}]$$

4.1.1.3. Curvas características das células fotovoltaicas

As curvas características das células fotovoltaicas são de extrema importância para o dimensionamento correto de um sistema de produção de energia.

A figura 8 representa a curva característica potência-tensão (P-V) que juntamente com a curva corrente-tensão (I-V) permitem caracterizar o comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica.

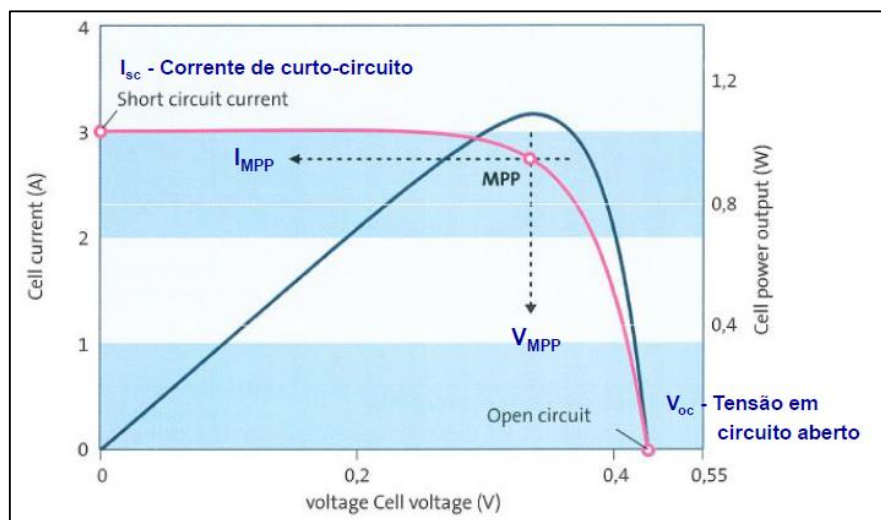


Figura 8 - Curva característica I-V e P-V [6] .

Pela figura 8 é possível observar que:

- A corrente de curto-circuito (I_{sc}) corresponde ao valor máximo da corrente, sob determinadas condições de radiação e temperatura, quando a tensão e a potência são nulas;
- A tensão em circuito aberto (V_{oc}) corresponde ao valor máximo da tensão, sob determinadas condições de radiação e temperatura, quando a corrente e a potência são nulas;

- A potência de pico (P_{MPP}) corresponde à potência máxima produzida pela célula e é calculado através do ponto da curva no qual o produto da corrente e da tensão é máximo.

Na figura 9 é apresentada a curva característica de uma célula fotovoltaica em função da radiação solar incidente. É possível afirmar que a corrente aumenta linearmente com a radiação solar que incide sobre a célula, enquanto a corrente aumenta ligeiramente.

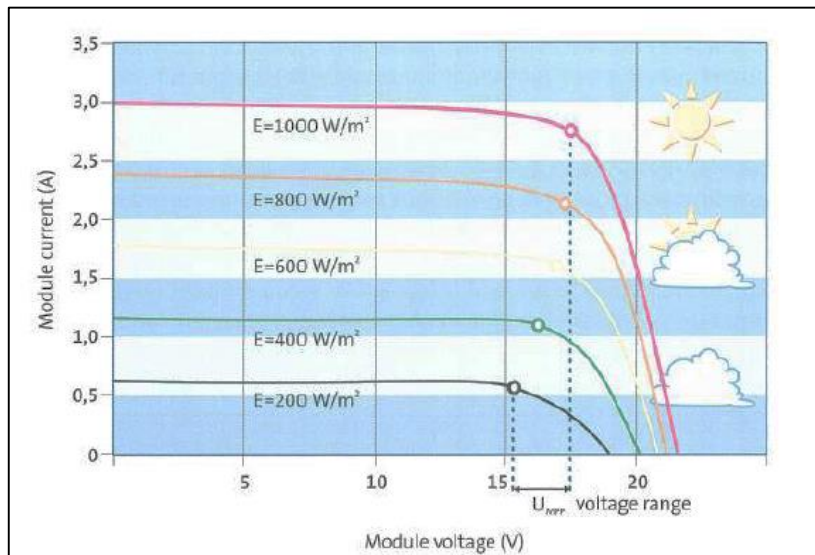


Figura 9 - Variação da característica I-V com a radiação solar [6].

Na figura 10, está representada a variação da curva I-V de uma célula fotovoltaica com a temperatura e, como se pode analisar, com o aumento da temperatura a corrente aumenta ligeiramente e a tensão diminui linearmente.

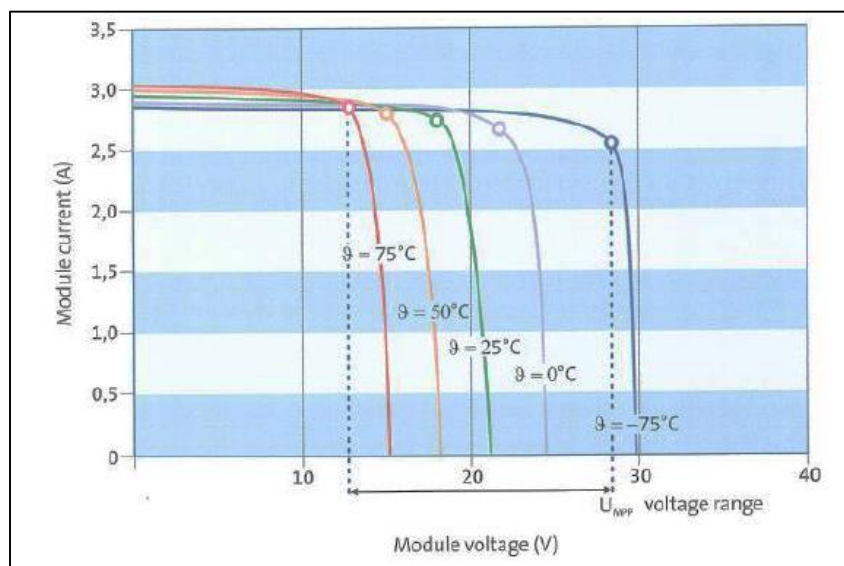


Figura 10 - Variação da característica I-V com a temperatura [6].

4.1.1.4. Modo de funcionamento das células fotovoltaicas

Como foi referido no ponto anterior, a intensidade da radiação solar incidente e a temperatura ambiente influenciam directamente o desempenho das células fotovoltaicas. A temperatura é um pãmetro importante uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é elevado. Além disso, uma parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia eléctrica, mas sim dissipada sob a forma de calor. Esta é a razão pela qual a temperatura de uma célula é sempre mais elevada em relação à temperatura ambiente.

Para saber o valor da temperatura da célula, T_C , a partir da temperatura ambiente, T_A , e a radiação incidente pode-se utilizar expressão matemática mostrada na Eq. 4.2:

$$T_C = T_A + \frac{NOCT-20}{800} \times R \quad [\text{Eq. 4.2}]$$

Onde:

R – Radiação solar (W/m^2);

NOCT – valor fornecido pelo fabricante que corresponde à temperatura da célula quando funciona nas condições padronizadas de funcionamento ($T_A=20^\circ\text{C}$, $R=800\text{W}/\text{m}^2$ e velocidade média do vento $1\text{m}/\text{s}$).

4.1.2. Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é a unidade básica de todo o sistema. Este é composto por várias células fotovoltaicas interligadas que são conectadas em arranjos (série e/ou paralelo) produzindo tensão e corrente suficientes para a utilização da energia [11]. De salientar que nos arranjos deverão apenas ser utilizados módulos com características eléctricas iguais. São colocadas num material transparente e encapsuladas garantindo a protecção necessária às células contra esforços mecânicos e fatores ambientais.

4.1.2.1. Tipos de associações dos módulos fotovoltaicos

Associação dos módulos fotovoltaicos em série

Quando a ligação é em série (isto é idêntico para células, módulos e painéis) temos valores de tensão elevados, múltiplas da tensão de cada módulo, mas a corrente mantém o seu valor.

Nas instalações de microprodução os módulos são associados em série de forma a garantir a tensão de arranque do inversor [4].

Neste tipo de associações sucede o seguinte:

$$U_T = U_1 + U_2 + \dots + U_n \quad [V]$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad [A]$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad [W]$$

$$P_{total} = U_{total} \times I_{total} \quad [W]$$

Associação dos módulos fotovoltaicos em paralelo

Na associação em paralelo sucede o contrário da associação em série, onde o valor da tensão se mantém e o valor da corrente aumenta quanto maior for a associação de módulos fotovoltaicos.

Com este tipo de associação temos que:

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad [A]$$

$$U_T = U_1 = U_2 = \dots = U_n \quad [V]$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad [W]$$

$$P_{total} = U_{total} \times I_{total} \quad [W]$$

Associação mista dos módulos fotovoltaicos

Com este tipo de associações é possível ter valores de tensão e correntes mais elevadas. Neste tipo de ligações as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos fotovoltaicos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características de tensão, corrente e potência [4].

4.1.2.2. Efeito do sombreamento

Quando os módulos fotovoltaicos estão associados em série, se uma ou mais das células receber menos radiação solar do que as outras da mesma associação, a sua corrente vai limitar a corrente do conjunto-série todo. Esta redução de radiação incidente pode ocorrer devido a um sombreamento parcial do módulo, a depósito de sujeira sobre o módulo, neve depositada, entre variadas possibilidades.

Caso algum módulo fique sombreado, como está representado na figura 11, a fonte de corrente desaparece e esta vai comportar-se como uma resistência que é atravessada por uma corrente que foi produzida nos outros módulos, podendo este ficar com um valor de

tensão inversa muito elevado e provocar o aparecimento de um ponto quente no circuito, que pode originar a destruição do próprio módulo [4].

Para prevenir a ocorrência destes pontos quentes, a corrente deve ser desviada da célula solar através de um diodo de *bypass* ligado em paralelo com as células solares, como se pode verificar na terceira imagem da figura 11 [4].

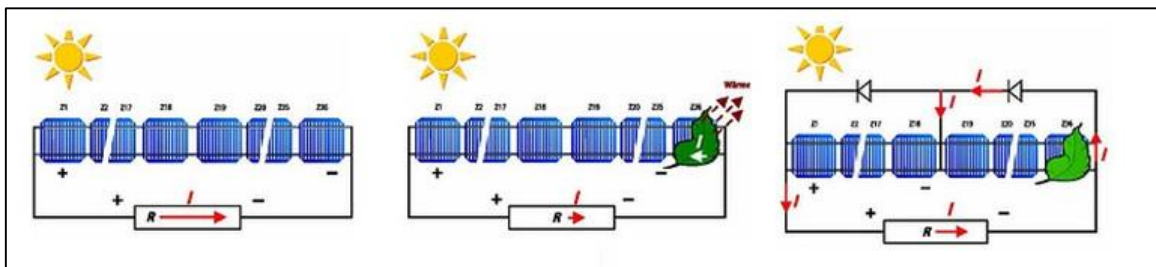


Figura 11 - Efeito de sombreamento nos módulos fotovoltaicos [12].

4.1.3. Baterias

A bateria – ou acumulador – é um equipamento que utiliza processos químicos para armazenar energia elétrica sob a forma de corrente contínua. Esta permite disponibilizar energia de forma constante mesmo quando a produção é mínima, devido a insolações, ou quando é necessária por períodos noturnos.

Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou paralelo, que através de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) armazena energia elétrica na forma de energia química. Após o carregamento desta, é conectada a uma carga elétrica, ocorrendo assim o processo reverso, convertendo energia química em energia elétrica [11]. As baterias Chumbo-Ácido são as mais utilizadas nos sistemas fotovoltaicos [13].

Na figura 12 estão representados exemplos de baterias utilizadas na empresa, nomeadamente para sistemas isolados.



Figura 12 - Exemplo de baterias utilizada pela empresa.

4.1.4. Regulador de carga

O regulador de carga é o equipamento destinado a regular a tensão das baterias. Este deverá proteger a bateria contra sobrecargas – quando a carga da bateria está máxima, este impede que a bateria continue a receber carga do painel – e descargas profundas – evita que se esgote o excesso de carga da bateria, que poderia levar à diminuição da sua capacidade – e assegurar a monitorização e segurança da instalação [4]. Na figura 13 estão exemplos de reguladores de carga utilizados pela empresa.

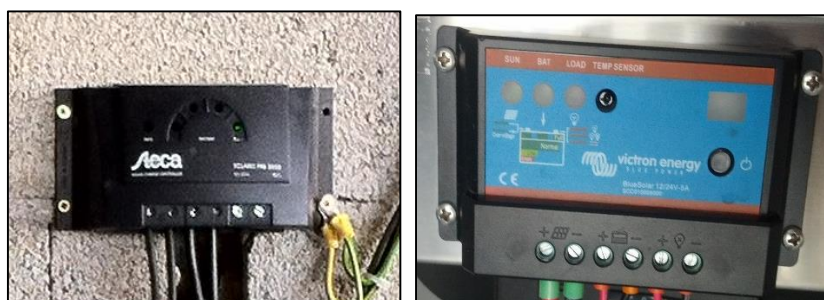


Figura 13 - Exemplo de reguladores de carga utilizados pela empresa.

4.1.5. Inversor CC/CA

O inversor é um dispositivo eletrónico que a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC) a converte em corrente alternada (CA).

A saída do regulador de carga é feita em CC, logo é necessário um inversor para realizar a conversão dessa tensão contínua para um valor de tensão em corrente alternada 230/400 V AC 50 Hz para alimentação dos equipamentos ou para ajustar a frequência e o nível de tensão se interligado à rede de distribuição. Na figura 14 é possível visualizar um esquema de ligações com um inversor CC/AC inserido num sistema fotovoltaico.

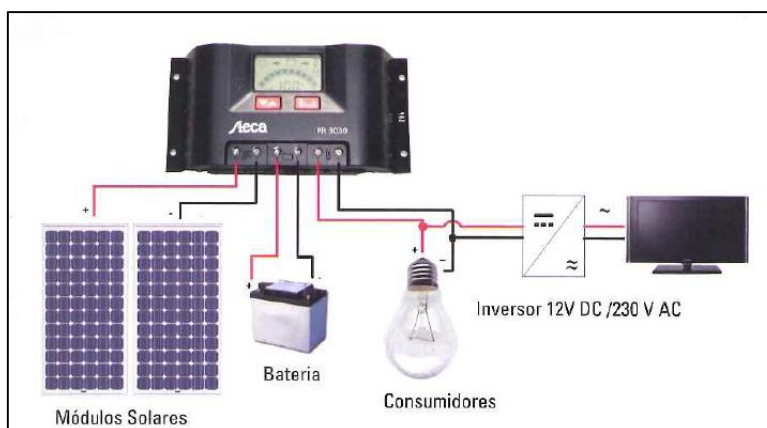


Figura 14 - Inversor CC/AC inserido num sistema fotovoltaico [4].

Os inversores a utilizar nos sistemas fotovoltaicos diferem quanto à sua finalidade. Estes possuem dois tipos de aplicação: para sistemas ligados à rede elétrica e para sistemas isolados, que no capítulo seguinte vou explicar cada uma delas.

Os principais requisitos técnicos de um inversor para sistemas ligados à rede elétrica são [6]:

- Gerar uma corrente sinusoidal pura síncrona com a tensão da rede, de modo a assegurar um fator de potência unitário;
- Garantir o funcionamento do painel fotovoltaico no ponto de potência máxima da característica I-V (P-V ou P-I);
- Operar com rendimento elevado a diferentes níveis de carga;
- Garantir o seu funcionamento automático;
- Possuir um desempenho fiável mesmo a temperaturas extremas;
- Possuir o certificado, estando assim em conformidade com as normas legais.

Nos sistemas de ligação à rede são vários os tipos de inversores que se podem utilizar, tais como inversores de central, inversores de fileira (fileira única ou multi-fileira) ou inversores de módulo.

Aos inversores de central é ligada toda a instalação, em que a potência ultrapassa os 5 kW [6], podendo ser ligado a instalações na ordem dos MW. Este tipo de inversor tem todos os módulos ligados a si. Tipicamente existem várias fileiras interligadas na caixa de ligações que são depois ligadas ao inversor.

Aos inversores de fileira única, como o próprio nome indica, é ligada só uma fileira de módulos em série e podem ser ligados a instalações com potências entre 0,7 kW e 2,5 kW [6]. Com estes inversores é possível produzir mais energia, pois permitem acompanhar o ponto de potência máximo.

Nos inversores de multi-fileira são ligadas duas ou mais fileiras de módulos e podem ser ligados a instalações com uma potência entre 3 kW e 5kW [6]. Estes inversores podem ser utilizados como um único inversor com fileiras que tenham diferentes orientações ou potências, para além que possui vários seguidores do ponto de potência máxima rentabilizando assim a produção de energia.

Os inversores de módulo podem ser ligados a um ou dois módulos eventualmente integrados e são ligados a instalações com uma potência entre 0,1 kW e 0,7 kW [6]. Estes inversores são ideais quando os módulos são diferentes ou quando possuem diferentes tolerâncias de potência.

Nos sistemas isolados os inversores são específicos para esta aplicação. Estes necessitam de ter uma potência superior ao somatório de todas as cargas que possam estar ligadas em simultâneo. Nestes sistemas o inversor é ligado diretamente à bateria e isso implica que este possua um sistema integrado de controlo de profundidade de descarga.

Na figura 15 é apresentado um inversor utilizado na empresa.



Figura 15 – Inversor utilizado na empresa.

4.2. Aplicações dos sistemas fotovoltaicos

Apesar da diversidade dos sistemas fotovoltaicos é possível agrupar estes sistemas em algumas configurações tipo que facilitam a sua caracterização, podendo ser divididos em três categorias: sistemas isolados, sistemas ligados à rede elétrica e sistemas híbridos.

4.2.1. Sistemas isolados

Estes sistemas autónomos de produção de energia elétrica são fundamentais para os habitantes de zonas remotas. Desde modo, estes são contemplados com energia elétrica que de outra forma não teria acesso ou o seu fornecimento seria dispendioso. Este sistema pode ou não recorrer a sistemas de armazenamento.

4.2.1.1. Sistemas isolados com armazenamento

Quando se torna necessário assegurar o funcionamento de equipamentos elétricos fora do período diurno ou durante longos períodos de céu encoberto, a instalação de sistemas isolados requer a utilização de equipamentos capazes de armazenar energia elétrica e disponibilizá-la naqueles períodos.

Este tipo de sistema é constituído por painéis fotovoltaicos, baterias, reguladores de carga e equipamentos elétricos (alimentadas a corrente contínua). Se for necessário as cargas terem de ser alimentadas a corrente alternada é necessário incluir um inversor CC/CA, como representa a figura 16.

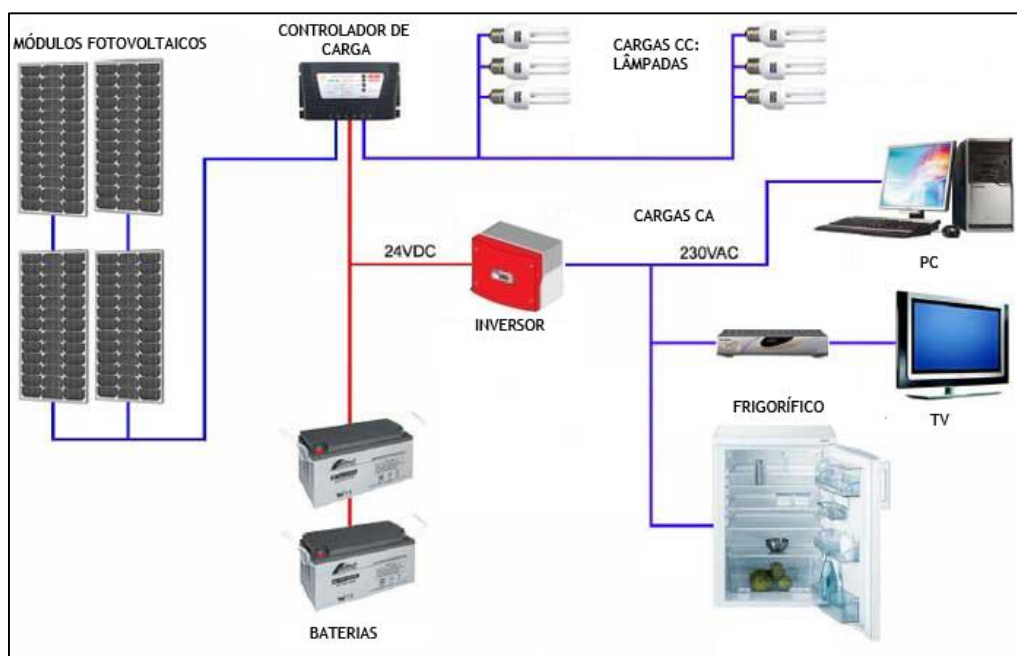


Figura 16 - Representação de um sistema isolado com armazenamento [14].

A dimensão das baterias varia de acordo com a utilização pretendida para o sistema. A sua dimensão depende da potência dos equipamentos a alimentar podendo ser necessárias muitas baterias, o que se torna a maior desvantagem destes sistemas. Quantas mais baterias o sistemas exigir mais elevado será o custo da instalação.

4.2.1.2. Sistemas isolados sem armazenamento

Estes sistemas são mais simples e de custo mais baixo dado que os painéis fotovoltaicos são ligados diretamente ao equipamento que funciona em corrente contínua e não possuem qualquer necessidade de bateria para armazenamento da corrente elétrica.

Neste caso a radiação solar incide nos painéis e o equipamento consome diretamente a eletricidade gerada. Quanto maior o valor de insolação, maior a produção de eletricidade e conseqüentemente maior capacidade do sistema de suportar cargas maiores. Um dos exemplos para este tipo de sistemas são os dispositivos remotos de bombagem de água.

Sistemas de bombeamento de água

Os sistemas de bombeamento de água são constituídos por painéis fotovoltaicos, inversor e bomba hidráulica. A estes sistemas pode ainda ser equipados com um reservatório para a água, que funcionará como elemento armazenador. Nos casos que o uso da água é necessário e a energia do sol não está disponível por algum motivo, é possível fazer a distribuição da água por gravidade.

As principais aplicações para sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água são:

- Bombeamento de água residencial;
- Bombeamento de água para pequenas comunidades;
- Bombeamento de água para consumo animal;
- Sistemas de irrigação;
- Uso recreativo.

Na figura 17 são apresentadas algumas das aplicações das bombas solares.

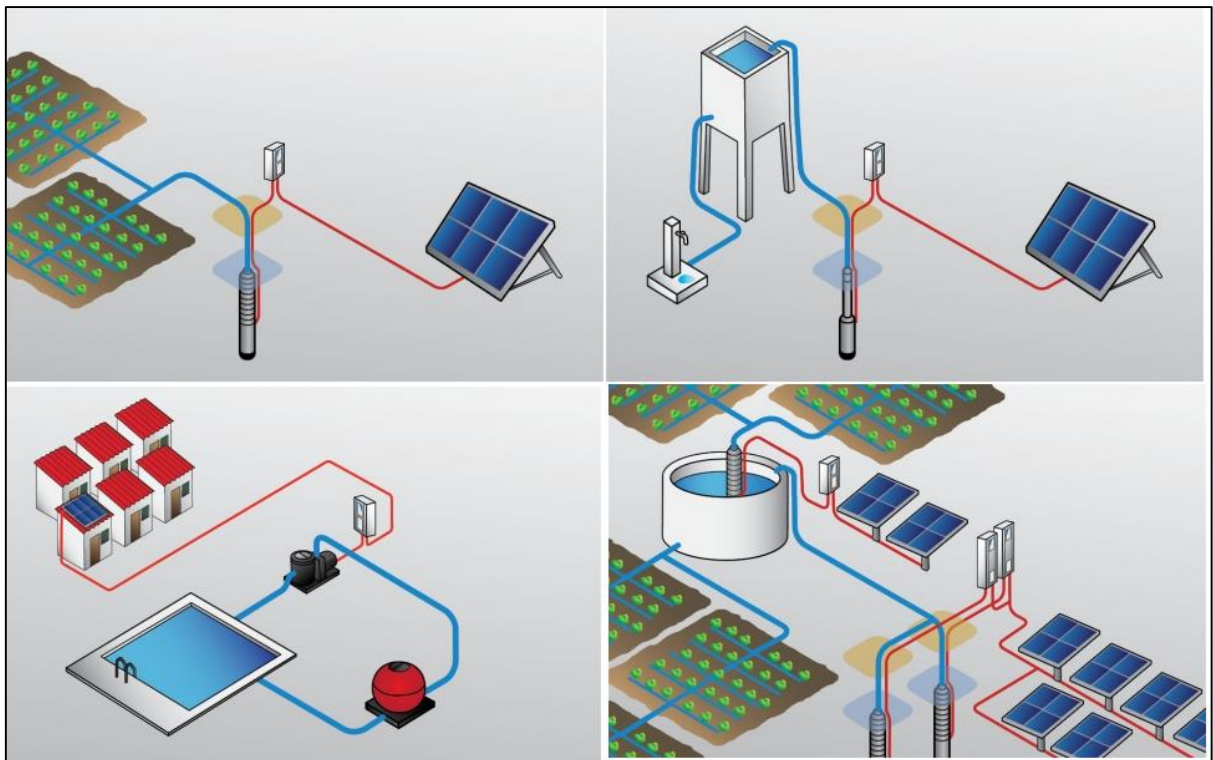


Figura 17 - Aplicações de sistemas de bombas solares [15].

4.2.2. Sistemas ligados à rede elétrica

Os sistemas ligados à rede elétrica podem ser integrados no Regime Produtor – Consumidor ou Regime Produtor. Estes sistemas permitem a venda de energia elétrica ao distribuidor público de energia.

Toda a energia gerada é enviada diretamente para a rede, não sendo necessário acumuladores de energia. Na figura 18 podemos ver um esquema representativo dos sistemas com ligação à rede.

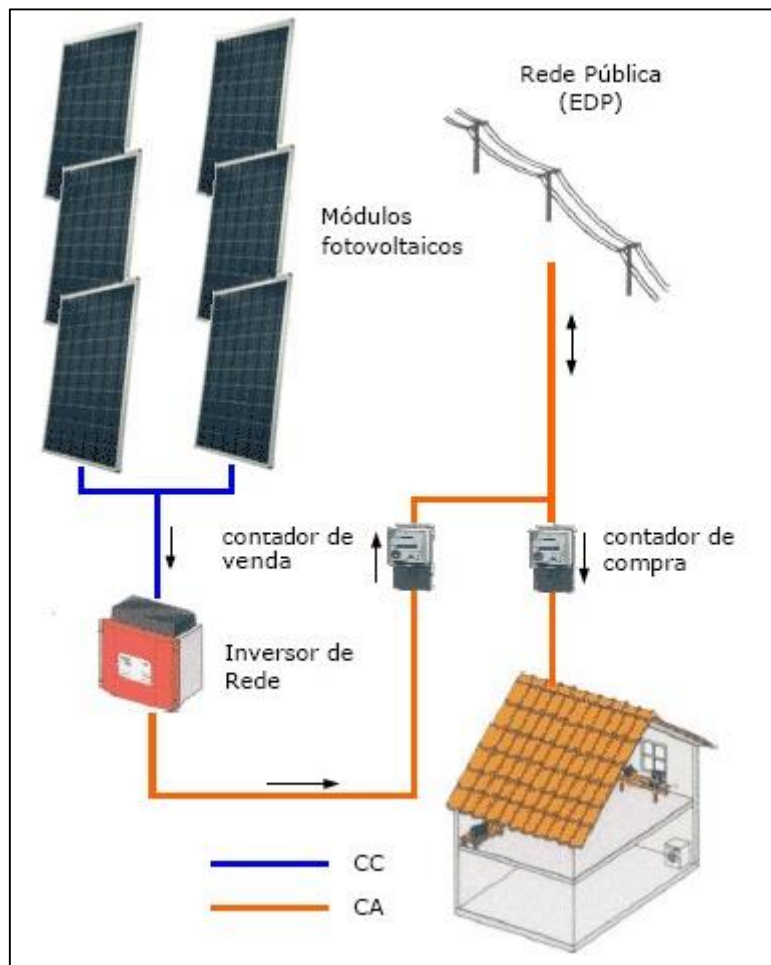


Figura 18 – Representação de um sistema de ligação à rede [15].

Em Portugal existem dois regimes de produção para sistemas de ligação à rede elétrica: a microprodução e a miniprodução. A microprodução é destinada a produtores de baixa tensão, enquanto a miniprodução já é destinada para instalações de média a grande potência. Em ambas as situações estão disponíveis dois regimes remuneratórios, o bonificado e o geral.

4.2.2.1. Legislação

Relativamente à microprodução esta era regida pelo Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro, sendo depois alterada pelo Decreto-Lei nº118-A/2010 de 25 de Outubro e pelo Decreto-Lei nº25/2013 de 19 de Fevereiro e depois republicado.

A miniprodução era regida pelo Decreto-Lei nº34/2011 de 8 de Março, que foi depois alterado e republicado pelo Decreto-Lei nº25/2013 de 19 de Fevereiro [16].

Microprodução

A microprodução consiste na produção de energia elétrica para venda ao distribuidor através de instalações de baixa tensão e pequena potência.

Os principais requisitos para serem produtores de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução são:

- Dispor de uma instalação de utilização de energia elétrica com consumo efetivo de energia e serem titulares de contrato de compra e venda de eletricidade em baixa tensão;
- A potência da unidade de microprodução não pode ser superior a 50% da potência contratada;
- Necessário registo e obtenção de certificado de exploração da instalação;

Dentro desta existem dois regimes remuneratórios: regime bonificado e regime geral. Na empresa aconselhamos qual o regime mais vantajoso, mas o cliente é que escolhe qual o regime que pretende. Na tabela 2 estão os dois regimes remuneratórios em termos comparativos.

Tabela 2 - Comparação dos regimes bonificado e geral da microprodução [17, 18].

	Regime Bonificado	Regime Geral
Potência dos sistemas de Microprodução	Até 3,68 kW	Até 5,75 kW
	11,04 kW para condomínios	
Tarifa de venda à rede	Tarifa aplicável durante 15 anos: <ul style="list-style-type: none">• Primeiros 8 anos – 0,066 €/kWh• Anos seguintes – 0,145 €/kWh (Venda de energia limitada a 2,4 MWh/ano)	Venda = Compra

Tabela 3 – Continuação da tabela 2.

	Regime Bonificado	Regime Geral
Auditoria Energética	Não é obrigatório, exceto para condomínios	Não é obrigatória
Possuir outras fontes renováveis	Obrigatório	Não é obrigatório

As tarifas de regime bonificado têm descido ao longo dos anos, tendo-se tornado numa solução ineficiente. É assim que o regime geral ganha terreno no mercado. Como o preço de venda é igual da compra, é de esperar que o preço suba anualmente.

Miniprodução

A miniprodução consiste na produção de energia elétrica para venda ao distribuidor através de instalações grande potência (< 250 kW [18]).

Como na microprodução, a miniprodução também apresenta dois regimes: o geral e o regime bonificado. O regime bonificado estabelece 3 escalões de potência de ligação à rede [18]:

- Escalão I – instalações cuja potência de ligação seja igual ou inferior a 20 kW;
- Escalão II – instalações cuja potência de ligação seja superior a 20 kW e igual ou inferior a 100 kW;
- Escalão III – instalações cuja potência de ligação seja superior a 100 kW e igual ou inferior a 250 kW.

Sendo que o Escalão II e III têm que ir a leilão.

A tarifa a aplicar para os sistemas de miniprodução é de 0,106 €/kWh [19], sendo que a tarifa para o regime geral é a mesma que no regime geral da microprodução, ou seja, o valor de venda é igual ao valor de compra.

De referir que neste tipo de instalação o instalador tem que ter um consumo de pelo menos metade da energia produzida.

4.2.3. Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos são aqueles que combinam duas ou mais fontes de produção de energia, tais como, fontes de origem renovável (energia eólica, solar, biomassa) que

podem ainda ser integradas ou complementadas com fontes de produção convencionais (geradores a diesel, centrais nucleares).

Este tipo é muito complexo devido às diferentes origens de produção de energia e, como as fontes renováveis não são previsíveis, é possível compensar essa previsibilidade ser compensada pela complementaridade dos recursos existentes.

Estes sistemas têm ainda a vantagem da sua utilização poder funcionar em modo isolado, utilizando então só fontes de energia renováveis, fornecendo energia a zonas remotas.

Na figura 19 temos a representação de um sistema eólico-solar.

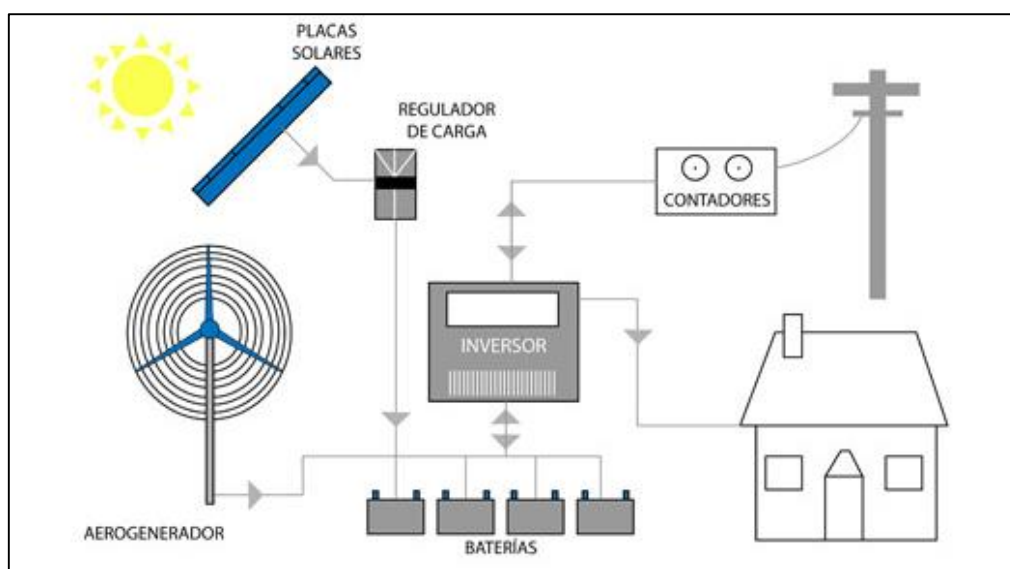


Figura 19 – Representação de um sistema híbrido [20].

4.3. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

O dimensionamento de uma instalação fotovoltaica tem como ponto de partida a definição clara por parte do utilizador/produtor do tipo de aplicação pretendida.

As diferentes aplicações possuem diferentes abordagens na escolha e dimensionamento dos equipamentos, como vamos ver nas secções a seguir.

4.3.1. Sistemas isolados

Todos os sistemas devem ter o dimensionamento correto, contudo os sistemas isolados necessitam de especial atenção no dimensionamento. Instalações subdimensionadas levam ao descrédito deste tipo de tecnologias, por outro lado, instalações sobredimensionadas levam a custos de instalação muito elevados.

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados envolve as seguintes etapas [6]:

1. Avaliação da viabilidade do projeto, tendo em conta o recurso solar disponível no local – inicialmente realiza-se uma avaliação da viabilidade do projeto. Analisadas as características da radiação solar para o local é possível determinar se este tipo de sistemas é vantajoso ou não;
2. Avaliação das necessidades energéticas para alimentar as cargas e possibilidade de utilizar equipamentos mais eficientes – a este ponto deve ser conhecido qual o fim para este tipo de aplicação, se só iluminação ou cargas maiores, com televisão e ou frigorífico, por exemplo. Depois disso é só calcular a soma das potências das cargas em simultâneo, para que o sistema aguente todas as cargas ligadas. É possível saber a soma das carga através da expressão matemática representada pela Eq. 4.3:

$$W_{Total} = \sum_{i=1}^n P_i \times t_i \quad [\text{Eq. 4.3}]$$

Onde:

W_{Total} =Potência total do sistema [Wh];

P_i =Potência nominal das cargas [W];

t_i =Tempo de funcionamento [h].

3. Conceção do sistema – nesta etapa a tensão do sistema é definida (12, 24 ou 48V), se as cargas são em CC ou CA ou se é necessário utilizar um ou mais inversores;
4. Estimação da radiação solar esperada no local – sabendo qual a utilização do sistema (se durante todo o ano ou só durante as férias) é possível estimar a radiação solar para o pior caso. Por exemplo, para uma utilização diária, o pior caso será o dia 21 de Dezembro. Esta estimativa da radiação solar faz-se recorrendo a programas como o PVGIS, PVSyst, SOLTerm, entre outros;
5. Dimensionamento e seleção dos componentes do sistema – neste tipo de sistemas os equipamentos que fazem parte do sistema são os painéis fotovoltaicos, baterias, regulador de carga, inversor e cabos.

- Dimensionamento do painel fotovoltaico

A potência de pico do painel fotovoltaico é calculada através da expressão matemática representada pela Eq. 4.4:

$$P_{PV} = \frac{W_{total}}{G \times \eta_{sist}} \quad [\text{Eq. 4.4}]$$

Onde:

P_{PV} = Potência de pico do painel fotovoltaico [Wp];

W_{Total} = Energia necessária por dia [Wh] (esta é a energia calculada na etapa n°2);

G – N° de horas de radiação solar com produção de 1 kWh/m²/dia e corresponde ao valor da radiação solar média por dia no mês mais desfavorável, para a inclinação e orientação do painel [kWh/m²];

H_{sist} – rendimento global do sistema (cerca de 60 %).

- Dimensionamento da bateria

A bateria tem a função de armazenar energia, como já foi dito anteriormente. Contudo esta deverá armazenar energia para pelo menos 3 dias [6], assim em dias nublados, por exemplo, o sistema pode fornecer energia na mesma. A capacidade da bateria é então calculada pela equação 4.5:

$$C_{bat} = \frac{W_{Total} \times nda}{V \times DOD_{max} \times \eta_{inv} \times \eta_{cabos}} \quad [Eq. 4.5]$$

Onde:

C_{bat} = capacidade mínima da bateria [Ah];

nda = número de dias de autonomia do sistema (tipicamente 3 a 5 dias [6]);

V = tensão do sistema [V];

DOD_{max} = valor máximo da profundidade de descarga (0,3 a 0,9 [6]);

η_{inv} = rendimento do inversor;

η_{cabos} = rendimento dos cabos que ligam à bateria.

- Dimensionamento do regulador de carga

Para se conhecer o número de reguladores necessários é preciso conhecer a corrente máxima que o regulador deve suportar. Para isso, é necessário ter em conta o valor da corrente $I_{máxDC}$ [3]. A expressão matemática representada pela Eq. 4.6 permite calcular isso mesmo:

$$I_{maxDC} = N_{fil} \times I_{MPP} \quad [Eq. 4.6]$$

Onde:

$I_{máxDC}$ = corrente máxima em corrente contínua [A];

N_{fil} = número de fileiras;

I_{MPP} = corrente no ponto de potência máxima [A].

De seguida, é necessário que o regulador tenha uma margem de segurança para não trabalhar no limite da sua corrente máxima. Pode ser utilizado um coeficiente entre 10 e 12,5 [4]. O valor da corrente é então multiplicado por 1,1 através da expressão matemática representada pela Eq. 4.7:

$$I_{P_seguran\c{c}a} = 1,1 \times I_{maxDC} \quad [Eq. 4.7]$$

Para se obter o número de reguladores necessários à instalação calcula-se pela equação 4.8:

$$N_{reguladores} = \frac{I_{P_seguran\c{c}a}}{I_{regulador}} \quad [Eq. 4.8]$$

- Dimensionamento do inversor

O inversor pode ser sobredimensionado, para no caso de existir um aumento de cargas no futuro não ser necessário substituir o inversor. Assim, escolher o inversor é necessário que a potência deste seja superior à potência total do sistema e a tensão do inversor tem que igual à tensão do sistema.

A expressão matemática representada pela Eq. 4.9 calcula a quantidade de inversores necessários.

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{P}{P_{inv}} \quad [Eq. 4.9]$$

Onde:

N° de inversores=número de inversores necessários para a instalação;

P =valor de potência consumida pelas cargas CA [W];

P_{inv} = valor da potência do inversor escolhido.

- Seleção dos condutores

A secção pode ser obtida através da expressão matemática representada pela Eq. 4.10:

$$S = \frac{2 \times \rho \times l \times I_{max}}{Vn \times \Delta V_{adm}} \quad [Eq. 4.10]$$

Onde:

ρ = é a resistividade do material condutor (mm^2/m);

l = comprimento do cabo (m);

I_{max} = corrente máxima do cabo;

V_n = tensão nominal do sistema;

ΔV_{adm} = variação máxima da queda de tensão admissível;

6. Revisão do projeto e otimização do mesmo – esta é a última etapa e, como o próprio nome indica, é fazer a revisão do projetos, detetar se não existem falhas e melhorar se for necessário.

4.3.2. Sistemas de ligação à rede

Nos sistemas fotovoltaicos de ligação à rede é necessário ter em conta estes fatores [6]:

- Área disponível, inclinação, orientação e existências de sombras;
- Características dos módulos e do inversor;
- Requisitos estéticos e/ou arquitetónicos;
- Orçamento disponível;
- Possibilidades de licenciamento e tarifas em vigor;
- Localização geográfica (latitude e longitude);
- Variação anual da temperatura.

Como nos sistemas isolados, este tipo de sistemas também segue uma sequência para o dimensionamento do mesmo. As fases do projeto são:

1. Estimar a potência a instalar, tendo em conta a área e o orçamento disponíveis – estas são as principais condições que condicionam um sistema fotovoltaico.
2. Selecionar os módulos e o inversor – sabendo a área é possível então saber a potência dos painéis fotovoltaicos a instalar, utilizando a equação 4.11:

$$P_{m\acute{a}xima} = \frac{\text{Área disponível}}{\text{Área necessária para o tipo de módulo selecionado}} \quad [\text{Eq. 4.11}]$$

De seguida, calcula-se o número de módulos necessário, através da equação 4.12:

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{P_{m\acute{a}xima}}{P_{m\acute{a}xima \text{ do módulo}}} \quad [\text{Eq. 4.12}]$$

Determinado o número de módulos é necessário verificar se estes cabem na área disponibilizada. O espaço disponível condiciona o número de módulos e o modo como vão ser ligados.

Depois dos módulos escolhidos é necessário determinar os seus valores da tensão. No Inverno, devido às baixas temperaturas, a tensão dos módulos é mais elevada, sendo que

no Verão acontece o vice-versa. Assim, torna-se necessário conhecer a tensão e corrente no ponto de potência máxima (V_{MPP} e I_{MPP}) e a tensão em circuito aberto (V_{oc}) para a temperatura mais baixa (depende do local). Estes valores são obtidos através da *datasheet* dos equipamentos.

Para calcular a tensão para as temperaturas extremas do módulo recorre-se à expressão representada pela Eq. 4.13, Eq 4.14 e Eq. 4.15:

$$V_{MPP}(\text{temp. mais baixa}) = V_{MPP}(\text{a } 25^{\circ}\text{C}) + ((\text{temp. mais baixa} - 25) \times \text{coeficiente de variação com a temperatura}) \quad [\text{Eq. 4.13}]$$

$$V_{MPP}(\text{temp. mais elevada}) = V_{MPP}(\text{a } 25^{\circ}\text{C}) + ((\text{temp. mais elevada} - 25) \times \text{coeficiente de variação com a temperatura}) \quad [\text{Eq. 4.14}]$$

$$V_{oc}(\text{temp. mais baixa}) = V_{MPP}(\text{a } 25^{\circ}\text{C}) + ((\text{temp. mais baixa} - 25) \times \text{coeficiente de variação com a temperatura}) \quad [\text{Eq. 4.15}]$$

Para instalações superiores a 6 kW [4, 6] devem ser utilizados mais inversores, para que a soma da sua potência perfaça a potência total da instalação. Para sistemas menores, um inversor é, por norma, suficiente.

A potência do inversor é determinada pela potência máxima do painel fotovoltaico. Esta é cerca de 5 a 10% a potência máxima do painel, pois a potência do painel é dada para as condições STC, o que raramente acontece.

De seguida, é necessário verificar os limites de tensão e da configuração dos módulos, determinando o número de módulos por fileira. Para determinar o número de módulos utiliza-se a equação 4.16 e 4.17:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{V_{\text{máx do inversor}}}{V_{MPP}(\text{temp.mais baixa})} \quad [\text{Eq. 4.16}]$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos} = \frac{V_{\text{mín do inversor}}}{V_{MPP}(\text{temp.mais elevada})} \quad [\text{Eq. 4.17}]$$

De modo a assegurar que o valor máximo da tensão de entrada do inversor não é ultrapassado calcula-se o número máximo de módulos por fileira, através da equação 4.18:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{V_{\text{máx de entrada do inversor}}}{V_{MPP}(\text{temp.mais baixa})} \quad [\text{Eq. 4.18}]$$

Por último, se for escolhido um inversor do tipo central, deve-se verificar se o número total de módulos inicialmente calculado pode ser dividido em fileiras com igual número de módulos, através da equação 4.19:

$$N^{\circ} \text{ fileiras} = \frac{N^{\circ} \text{ de módulos calculado}}{N^{\circ} \text{ de módulos por fileira}} \quad [\text{Eq. 4.19}]$$

3. Otimizar a configuração ótima do módulo-inversor – nesta etapa verifica-se se a tensão e a corrente das fileiras está dentro dos limites da V_{MPP} e I_{MPP} , respetivamente, não excede a tensão máxima admissível à entrada do inversor. É possível realizar várias configurações e ver qual a mais adequada ao sistema;
4. Executar a listagem dos componentes;
5. Estimar a produção de energia no local, recorrendo aos dados da radiação solar – recorrendo a *software* adequado, já mencionados anteriormente;
6. Considerar todas as normas técnicas legais em vigor;

5. Sistemas Solares Térmicos

Os sistemas solares térmicos têm como objetivo o fornecimento de uma parte substancial das necessidades energéticas de águas quentes sanitárias (AQS) em todas as frações da habitação, através da radiação solar.

É necessário conhecer estes sistemas quer ao nível das conceções possíveis, quer ao nível dos equipamentos e dos acessórios que o constituem.

5.1. Componentes dos sistemas solares térmicos

Nesta secção estão representados os componentes dos sistemas térmicos.

5.1.1. Coletores

Os coletores são o equipamento que capta a energia da radiação solar. Existem vários tipos de coletores, contudo não existe uma classificação dos mesmos universalmente aceite. Nesta dissertação a classificação é feita utilizando quatro tipos [21]: coletores simples, coletores planos, coletores de tubos de vácuo e coletores concentradores.

5.1.1.1. Coletores simples

Os coletores simples, ou coletores para baixa temperatura, representados na figura 20, são fundamentalmente utilizados para o aquecimento de piscinas. Este tipo de coletor é constituído por um conjunto de tubos flexíveis ligados em paralelo, sem cobertura nem isolamento. Estes, apesar de apresentarem uma eficiência ótica elevada possuem um coeficiente de perdas muito elevado.

Contudo, apesar de possuírem uma eficiência reduzida para sistemas de altas temperaturas, devido às perdas térmicas com o exterior, têm a vantagem de serem de fácil aplicação e de serem mais económicos em relação aos restantes coletores.

As perdas térmicas são reduzidas quando se pretende temperaturas baixas, próxima da temperatura ambiente [13, 21].



Figura 20 - Exemplo de coletores simples [22].

5.1.1.2. Coletores planos

Os coletores planos, ou coletores para temperaturas médias, são utilizados para o aquecimento das AQS e no aquecimento ambiente ($<60^{\circ}\text{C}$ [21]). Estes coletores são constituídos por uma caixa exterior que aloja o isolamento térmico, os tubos para escoamento do fluído, uma placa absorvedora preta, uma cobertura transparente de vidro e um sistema de vedação [21], como se pode verificar na figura 21.

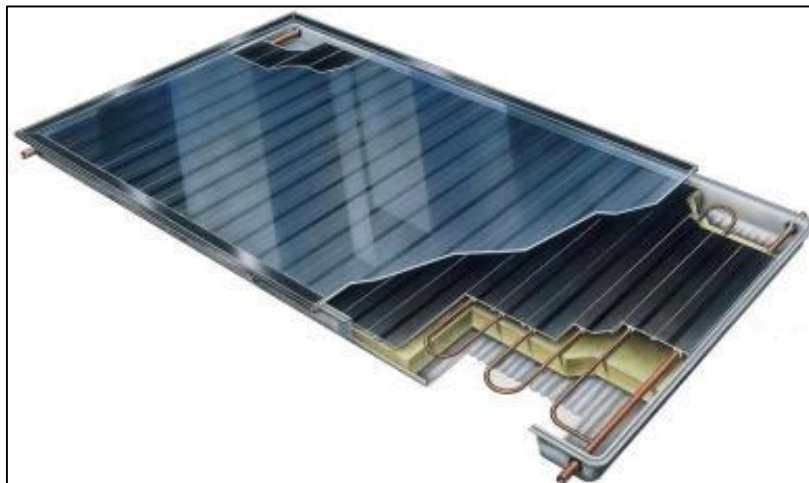


Figura 21 - Exemplo e constituição de um coletor plano [22].

Este tipo de coletor atua como um recetor, que recolhe a energia do sol, aquecendo a placa absorvedora. Esta tem como missão receber a energia, transformando-a em calor para poder transmiti-la ao fluído térmico.

5.1.1.3. Coletores de tubos de vácuo

Os coletores de tubo de vácuo utilizam vácuo no seu interior para diminuir as perdas térmicas, aumentando assim a temperatura final da água [23]. Estes são compostos por uma série de tubos, cada um composto pelo seu absorvedor, o que faz com que os raios solares incidam perpendicularmente na sua superfície durante todo o dia, permitindo uma eficiência superior relativamente aos coletores planos. Na figura 22 estão apresentados este tipo de coletores.



Figura 22 - Exemplo de um coletor de tubos de vácuo [24].

5.1.1.4. Coletores concentradores

Os coletores concentradores utilizam refletores especiais com a finalidade de aumentar a intensidade da radiação sobre a superfície absorvente, conseguindo assim altas temperaturas no fluido transportador de calor. A desvantagem destes coletores é a necessidade de possuir um sistema de seguimento para conseguir que o coletor esteja permanentemente orientado em direção a sul [25].

Este tipo de coletores permite a obtenção de temperaturas que podem ultrapassar os 300°C [13], não sendo utilizados para sistemas de aquecimento de edifícios ou de águas sanitárias. Podem ser do tipo cilíndrico ou de revolução e são utilizados em centrais solares térmicas.

5.1.1.5. Associações dos coletores

Uma instalação solar térmica implica, normalmente, uso de dois ou mais painéis solares, sendo necessário fazer a ligação dos mesmos. Para uma distribuição uniforme do caudal

é necessário que as filas dos coletores apresentem o mesmo número de coletores, assegurando que as perdas de carga sejam todas iguais em todas elas.

As ligações dos coletores solares podem ser feitas em série, em paralelo ou paralelo de canais [13].

Ligação em série

Quando a ligação é feita em série (ver figura 23) o fluido térmico percorre todos os coletores. Assim, apenas o primeiro coletor recebe o fluido térmico à temperatura mais baixa do circuito primária, implicando que exista uma diminuição do rendimento ao longo da fila dos coletores [13, 21].

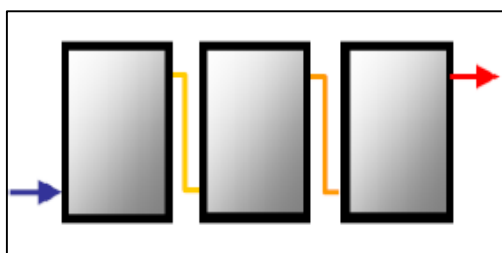


Figura 23 - Ligação em série [21].

Ligação em paralelo

Quando a ligação é feita em paralelo (ver figura 24) todos os coletores recebem o fluido à temperatura mais baixa do circuito primário, pois cada um dos coletores trabalha de forma independente.

Neste tipo de ligações, todos os coletores possuem o mesmo ΔT e o mesmo rendimento [13].

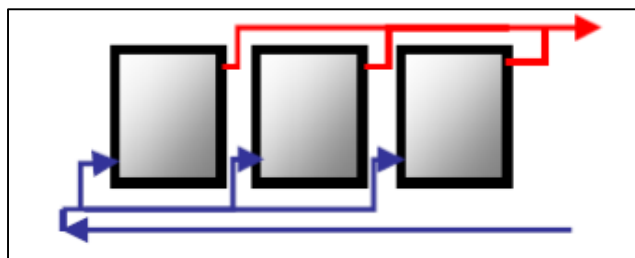


Figura 24 - Ligação em paralelo [21].

Ligação em paralelo de canais

Quando a ligação é feita em paralelo de canais (ver figura 25) o fluido térmico percorre todos os coletores, mas possui uma perda de carga mais baixa que na ligação em paralelo e possui um rendimento mais elevado [13].

Possui a vantagem de ser necessário um menor comprimento de tubagens.

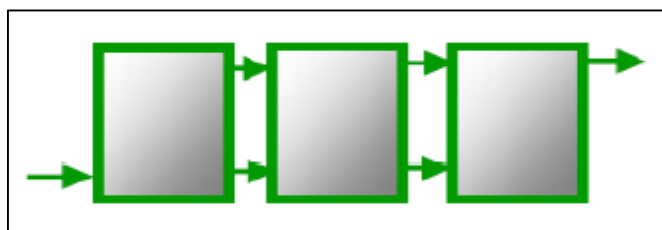


Figura 25 - Ligação em paralelo de canais [21].

Na tabela 4 estão as principais diferenças entre os três tipos de ligação dos coletores solares:

Tabela 4 - Comparação entre os tipos de ligação [21].

	Ligação em Série	Ligação em Paralelo	Ligação em Paralelo de Canais
Custo	Baixo	Elevado	Baixo
Tipo de instalação	Simple	Mais complexa	Simple
Coletor a utilizar	Qualquer um	Qualquer um	Depende
Número de coletores	Ilimitado	Ilimitado	Limitado a 4 coletores
Rendimento	Menor	Elevado	Elevado
Perda de carga	Elevada	Menor	Menor

5.1.2. Permutadores de calor

Os parâmetros que caracterizam um permutador de calor é o rendimento e a eficácia de permuta. O rendimento define-se como a relação entre a energia obtida e a energia introduzida, sendo que a diferença percentual entre estas não deve ser superior a 5%. A eficácia é a relação entre a energia calorífica permutada e a máxima que teoricamente deveria permutar. Esta depende da área de superfície de permuta, da forma e da geometria da mesma e do material utilizado.

Quando menor for a eficácia, maior será a temperatura com que o fluido térmico volta aos coletores diminuindo o rendimento destes e da instalação. Por outro lado, quanto maior a eficácia, mais elevado o custo do equipamento [21].

Os permutadores de calor podem ser internos (estando integrado no acumulador de água quente) ou externos dependendo do tipo de aplicação e do depósito em causa [26]. Os

permutadores internos mais utilizados são os permutadores de serpentina e de camisa e os permutadores externos mais utilizados são os permutadores de placas [25], representado na figura 26.

A potência de permuta recomendada é de 750 W/m^2 de coletor [21].



Figura 26 - Exemplo de um permutador de calor de placas [25].

5.1.3. Depósitos de acumulação

A energia absorvida pelos painéis solares não pode ser controlada e raramente coincide com as necessidades de calor durante o dia, quer seja para AQS ou para aquecimento ambiente. Desta forma, é necessário armazenar o calor captado para ser utilizado quando necessário.

Os depósitos de acumulação devem ter perdas térmicas reduzidas, volume adequado, uma temperatura de utilização adequada, rápida resposta ao consumo, boa integração no edifício, baixo custo, longa duração e segurança [21].

Os depósitos de acumulação possuem duas geometrias: vertical ou horizontal. Um depósito horizontal não facilita a estratificação da água, no seu interior. Para favorecer a estratificação da temperatura da água devem dispor-se preferencialmente em posição vertical. Os custos reduzidos da instalação, menor espaço ocupado e maior eficácia do isolamento térmico são algumas das vantagens destes depósitos [21]. Na figura 27 são apresentados exemplos de acumuladores utilizados pela empresa.



Figura 27 - Exemplo de acumuladores utilizados pela empresa.

5.1.3.1. Tipos de depósitos de acumulação

Existem quatro tipos de depósitos acumuladores para instalações solares: depósitos de câmara interna, depósitos de serpentina, depósitos combinados e depósitos sem permutadores internos.

- Depósito de câmara interna (figura 28a)) – estes depósitos apresentam na sua superfície lateral uma câmara onde pode circular o fluído térmico oriundo dos painéis;
- Depósito de serpentina (figura 28b)) – podem ser de serpentina simples ou dupla. Os de serpentina simples servem somente para acumular calor, enquanto os de serpentina dupla também servem para aquecer a água até à temperatura de utilização desejada;
- Depósitos combinados (figura 28c)) – estes depósitos são usualmente utilizados em instalações combinadas de AQS mais aquecimento. Este depósito é indicado para instalações pequenas ou de médias dimensões;
- Depósitos sem permutadores interno (figura 28d)) – neste tipo de depósitos a troca térmica com o líquido proveniente dos painéis dá-se através de permutadores de calor externos. Este é indicado para instalações médias ou grandes dimensões.

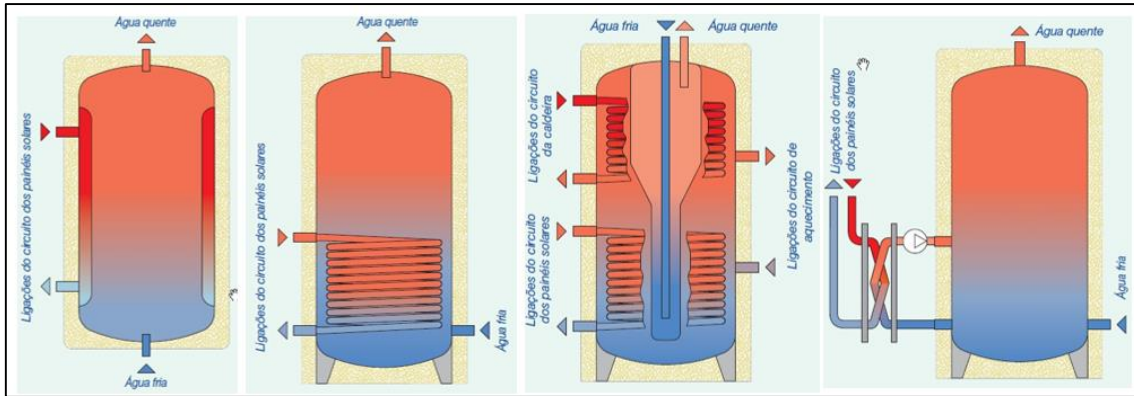


Figura 28 – Exemplo de depósito de câmara interna, a). Depósito de serpentina simples, b). Depósito combinado, c). Depósito sem permutador interno, d). [21]

5.1.4. Circuito solar

O calor gerado nos coletores é transportado para os acumuladores através do circuito solar. Nas subseções seguintes vou falar sobre os acessórios utilizados.

5.1.4.1. Tubagens

As tubagens das instalações devem ser compatíveis com as condições de higiene e com as temperaturas dos líquidos em circulação, devem ser adequadas à pressão a suportar e devem possuir resistência à corrosão. Os materiais mais utilizados para as tubagens são o aço inox, o cobre, o aço galvanizado, o aço negro e os materiais plásticos [23], sendo o cobre o material mais utilizado, devido à sua competitividade económica e resistência à corrosão.

Seja qual for o material utilizado deve ser inserido num material isolante para limitar as perdas térmicas e evitar possíveis queimaduras durante as operações de manutenção e reparação. O material de isolamento deve ter uma condutividade térmica de $K \leq 0,035$ W/mK [23].

5.1.4.2. Fluido de transferência térmica

O fluido de transferência térmica transporta o calor produzido no coletor para o acumulador solar. Este pode ser água ou uma mistura de água e anticongelante [21].

A água é o fluido térmico mais bem adaptado ao transporte de energia neste tipo de instalações, devido ao seu elevado calor específico volúmico e ser um fluido barato, contudo na maioria das instalações o fluido térmico utilizado é a mistura de água e

anticongelante, pois garante que nas zonas em que o coletor está submetido a temperaturas negativas o coletor fiquem fora do perigo de congelação [13].

5.1.4.3. Grupo de bombagem

As bombas circuladores são as responsáveis pelo transporte do fluído térmico desde os coletores até ao armazenamento e, posteriormente, até aos pontos de consumo. Estas devem ser dimensionadas com base no caudal exigido pelo circuito e na respetiva perda de carga, ou seja, necessitam de possuir uma altura manométrica que sirva para vencer as resistências ao movimento do líquido dos painéis, dos tubos, entre outros [21, 25].

Nas instalações solares as bombas centrífugas são as mais utilizadas, estas são normalmente silenciosas e de baixa manutenção [21]. Na figura 29 é possível ver um exemplo de uma bomba utilizada pela empresa.



Figura 29 - Exemplo de uma bomba utilizada pela empresa.

5.1.4.4. Vaso de expansão

O vaso de expansão tem o objetivo de absorver as dilatações do fluído térmico provocadas pelo aquecimento. A capacidade do depósito deve ser suficiente para aguentar a expansão do fluído térmico, caso contrário, será necessário o reenchimento periódico do sistema, o que origina a longo prazo incrustações calcárias.

Estes podem ser abertos ou fechados, sendo os vasos de expansão fechados os utilizados em sistemas solares térmicos [25].

5.1.4.5. Purgador

O purgador é o acessório destinado a evacuar os gases, normalmente ar, que possam estar contidos no fluído térmico. A presença de gases no circuito pode originar bolsas de ar que impedem a correta circulação dos fluídos. Nas zonas mais altas do circuito, onde é mais

comum a formação de bolhas, é necessário instalar um purgador. Estes devem resistir a temperaturas de 200°C e, no mínimo 10 bar [21]. Estes acessórios podem ser do tipo manual ou automático.

5.1.4.6. Válvulas

As válvulas são acessórios mecânicos que se intercalam nas tubagens para acionar o controlo do líquido. Os tipos de válvula que se utiliza nos sistemas térmicos são [21, 25]:

- Válvulas de segurança – são utilizadas para limitar a pressão do líquido em circulação. Ajustam-se de forma a expulsarem o fluído para o exterior quando este ultrapassa um valor predefinido, protegendo a instalação. Estas válvulas devem possuir um elevado valor de descarga de 5-6 bar para limitar as dimensões dos vasos de expansão e para manter elevada a temperatura de ebulição do fluído térmico. Na figura 30 é apresentada uma válvula deste tipo utilizada na empresa, à esquerda;
- Válvulas anti-retorno – são utilizadas para evitar que o fluído circule no sentido contrário, o que poderia acontecer durante a noite quando a temperatura do acumulador é superior à temperatura dos coletores;
- Válvulas de corte/ passagem e válvulas de regulação – são utilizadas para impedir a circulação do fluído nas tubagens. Existem dois tipos de válvulas de corte. As de fecho total que são utilizadas para separa uma parte da instalação ou isolá-la do serviço e as de fecho parcial que servem para produzir uma perda de carga adicional ao circuito, regulando o caudal ou equilibrando a instalação;
- Válvula de três vias – são utilizadas para permitir a circulação de fluídos por vias alternativas. Nas instalações solares, este tipo de válvulas é geralmente automatizada ou com um servomotor elétrico ou com um sistema baseado na expansão de um gás dentro de um fole. Em vez destas válvulas, pode recorrer-se à utilização de bombas suplementares. Na figura 30 é apresentada uma válvula deste tipo utilizada na empresa, à direita;
- Válvula misturadora termostática – são utilizadas para permitir a utilização racional da água e de energia. São instaladas entre os depósitos e a rede de distribuição.



Figura 30 - Exemplo de válvula de segurança e 3 vias, respetivamente, utilizadas pela empresa.

5.1.5. Regulação e controlo

As bombas circuladoras só devem funcionar quando os coletores poderem contribuir com um ganho útil para o acumulador e parar quando o rendimento for negativo, ou seja, quando a temperatura à saída dos coletores for inferior à temperatura do acumulador. Assim, para que a bomba só funcione quando houver energia para recolher, recorre-se a um controlador diferencial com as suas respetivas sondas de temperatura.

O controlador diferencial compara as temperaturas à saída dos coletores e do acumulador, locais em que são colocadas cada uma das sondas de temperatura, de modo que quando exista uma diferença favorável aos coletores, a bomba entre em funcionamento, iniciando-se o processo de acumulação de energia.

Existem dois tipos de sondas: de imersão (mais utilizadas devido a serem mais precisas e seguras) ou de contacto. As de imersão são introduzidas no coletor e no acumulador, com ajuda de uma bainha e as de contacto são colocadas em estreito contacto na parte exterior dos elementos.

5.2. Tipos de sistemas solares térmicos

As instalações de energia solar térmica podem distinguir-se pelo tipo de circulação, pelos componentes utilizados e a sua interligação, aplicação de destino e pelo seu caráter público ou privado.

Os vários tipos de classificação existentes são [25, 26]:

- a) Classificação segundo o tipo de circulação – Circulação natural ou termossifão e circulação forçada;
- b) Classificação segundo o sistema de transferência de calor entre o coletor e o acumulador – transferência direta ou transferência indireta;

- c) Classificação das instalações segundo o tipo de energia a auxiliar – instantâneo ou de acumulação.

5.2.1. Classificação segundo o tipo de circulação

5.2.1.1. Circulação de termossifão

Este tipo de circulação deve utilizar-se quando o depósito puder ser colocado a um nível superior dos coletores solares. Assim, o fluido em contato com a placa absorvedora do coletor aquece, diminuindo a sua densidade, subindo até ao depósito. É criado lugar para o fluido mais frio do coletor, proveniente do fundo do depósito, estabelecendo assim um processo de convecção natural. A figura 31 apresenta um esquema de um sistema de termossifão.

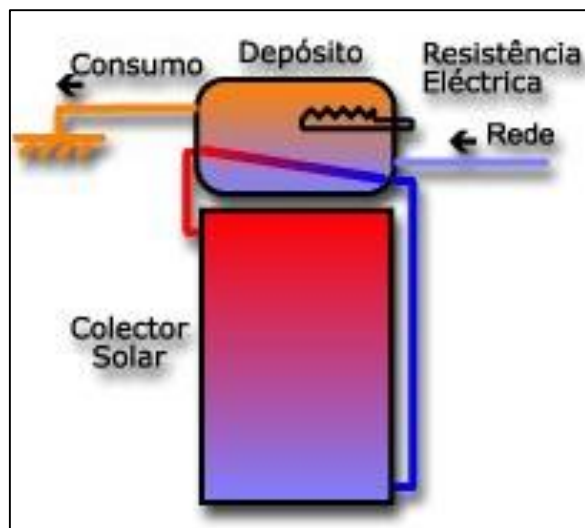


Figura 31 - Esquema de um sistema de termossifão [27].

Este sistema é utilizado, com excelentes performances, em pequenas habitações com reduzido consumo de água quente sanitária. Possui a desvantagem de, durante a noite, poder ocorrer a inversão do sentido de circulação do fluido, contudo esse problema é facilmente resolvido recorrendo ao uso de válvulas anti-retorno, como já foi mencionado ou colocando um desnível entre os coletores e o depósito [27].

5.2.1.2. Circulação forçada

Quando a circulação por termossifão não é possível recorre-se à circulação forçada do fluido por meio de uma bomba. A bomba é comandada pelo grupo de regulação e

controlo, ligando-a quando necessário. É possível ver na figura 32 um esquema de um tipo de circulação forçada.

Este tipo de sistema é muito mais estético, pois o acumulador é instalado separadamente dos coletores num local protegido. Além disso, este sistema possui muitas outras vantagens, como por exemplo, o acumulador é colocado verticalmente, que como visto anteriormente resulta numa melhor estratificação dos níveis de temperatura, levando a um aproveitamento mais elevado da energia solar e, como é colocado num local protegido, as perdas térmicas do depósito diminuem significativamente. Contudo, este sistema apresenta um investimento mais elevado que o sistema anterior.

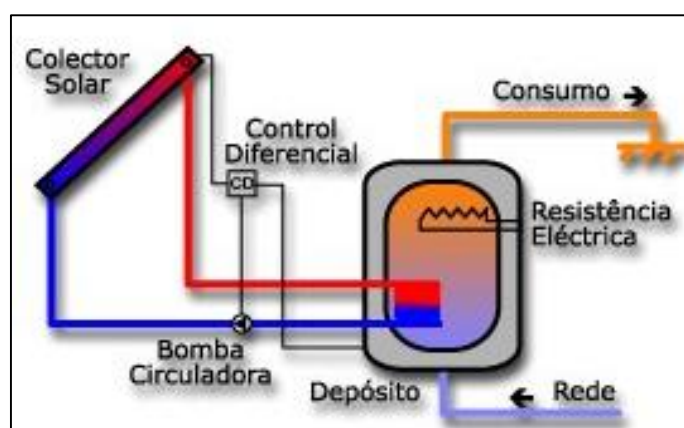


Figura 32 - Exemplo de um sistema de circulação forçada [27].

5.2.2. Classificação segundo o sistema de transferência de calor entre o coletor e o acumulador

A transferência térmica é o processo pelo qual se transfere o calor dos coletores com a água sanitária de consumo. Para tal existem dois tipos de sistemas: o direto e o indireto.

5.2.2.1. Transferência direta

Neste tipo de transferência, o líquido que percorre os painéis é a água destinada ao consumo, produzindo uma circulação direta entre os tubos dos coletores e o acumulador. Não necessita de permutador de calor, portanto o líquido em circulação não pode conter agentes antioxidantes para a proteção dos tubos interiores dos coletores nem agentes anticongelantes, não sendo uma boa alternativa para as regiões com temperaturas negativas.

5.2.2.2. Transferência indireta

Este tipo de transferência caracteriza-se pela incorporação de um permutador de calor (interno ou externo ao acumulador) entre o fluido quente dos coletores e a água sanitária de consumo contida no acumulador.

Usando um permutador de calor a eficiência da instalação é reduzida, a montagem fica mais complicada e mais cara, contudo estes equipamentos são sempre recomendados devido a, por exemplo, razões higiénicas (como o fluido primário pode conter agentes anticongelantes e antioxidantes é necessário que este seja separado da água de consumo).

5.2.3. Classificação das instalações segundo o tipo de energia auxiliar

A instalação deve incorporar um sistema de apoio energético que entra em funcionamento quando o recurso solar não satisfaz as necessidades de água quente sanitária. Este apoio baseia-se normalmente numa resistência alimentada com energia elétrica ou num sistema a gás que se ativa automaticamente. O equipamento auxiliar pode ter duas configurações: instantâneo ou de acumulação [26].

5.2.3.1. Instantâneo

É um equipamento de reduzidas dimensões que aquece a água conforme esta circula por ele, característica permitida devido a uma serpentina interior que está acoplada termicamente ao sistema de aquecimento.

5.2.3.2. De acumulação

Esta configuração corresponde aos equipamentos convencionais baseados na acumulação de água quente para utilizar quando necessário.

5.3. Legislação nacional

A 20 de Agosto de 2013 foi publicado o Decreto-Lei 118/2013, que revoga os antigos diplomas: DL n.º 78/2006, DL n.º 79/2006 (RSECE) e DL n.º 80/2006 (RCCTE), de 4 de Abril, na qual assentava o Sistema Nacional de Certificação Energética dos Edifícios (SCE).

O novo DL incorpora num único diploma, o Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE), o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação (REH) e o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços (RECS).

O REH estabelece os requisitos para os edifícios de habitação, novos ou sujeitos a intervenções, bem como os parâmetros e metodologias de caracterização do desempenho energético, em condições nominais, de todos os edifícios de habitação e dos seus sistemas técnicos, no sentido de promover a melhoria do respetivo comportamento térmico, a eficiência dos seus sistemas técnicos e a minimização do risco de ocorrência de condensações superficiais nos elementos da envolvente.

O RECS estabelece as regras a observar no projeto, construção, alteração, operação e manutenção de edifícios de comércio e serviços e seus sistemas técnicos, bem como os requisitos para a caracterização do seu desempenho, no sentido de promover a eficiência energética e a qualidade do ar interior.

Os edifícios abrangidos pelo RECS devem ser avaliados e sujeitos a requisitos tendo em vista promover a melhoria do seu comportamento térmico, a prevenção de patologias e o conforto ambiente, incidindo para esse efeito nas características da envolvente opaca e envidraçada [28].

6. Sistemas de Biomassa

A biomassa é formada pela combinação de CO₂ da atmosfera e H₂O através do processo de fotossíntese, que produz os hidratos de carbono. A energia solar é armazenada nas ligações químicas dos componentes estruturais da biomassa. Esta é a matéria orgânica originada de plantas ou animais (excluindo os combustíveis fósseis e materiais originados pelos combustíveis fósseis).

O valor de um determinado tipo de biomassa depende das propriedades químicas e físicas das grandes moléculas a partir do qual é feito. A humanidade tem explorado a biomassa desde sempre, seja por queima como combustível ou pela ingestão de plantas, devido ao seu conteúdo nutricional. Recentemente, a biomassa tem sido explorada para produzir biocombustíveis.

As principais características da biomassa é o facto de ser uma energia limpa e renovável, possuir um balanço neutro em carbono e ser um recurso renovável. Contudo, a utilização em larga escala da biomassa para produzir bioenergia enfrenta muitos obstáculos, tais como [29]:

- A possível destruição das florestas nativas devido ao crescimento comercial das aplicações da bioenergia;
- Os possíveis efeitos das plantações energéticas em larga escala nos recursos hídricos;
- Os possíveis efeitos de transportar grandes quantidades de biomassa;
- A crescente competição por terras entre culturas alimentares e de culturas energéticas;
- O problema de manter a alta produtividade de forma sustentável por períodos muito longos.

Apesar destas barreiras, a biomassa representa cerca de 14% da energia proveniente de fontes renováveis, em todo o mundo [30].

A biomassa considera várias fontes energéticas de origem renovável, podendo ser dividida em três tipos: biomassa sólida, biocombustíveis gasosos e biocombustíveis líquidos. A bioenergia pode ainda ser convertida noutras formas de energia, tais como:

- Energia calorífica – produzida através de sistemas de combustão, como por exemplo salamandras ou caldeiras. Este calor produzido pode ser utilizado para aquecer uma habitação, entre muitas outras aplicações.

- Energia mecânica – produzida através de geradores de calor e energia, como por exemplo máquinas a vapor ou motores de combustão interna.
- Energia elétrica – é produzida através de geradores elétricos acoplados aos motores de combustão interna. A energia mecânica é assim convertida em energia elétrica.

Neste trabalho vou dar ênfase aos combustíveis sólidos e à geração de energia calorífica, pois foi o tipo de utilização que da biomassa com que lidei durante o estágio, nomeadamente no uso de salamandras e caldeiras a *pellets*, como vamos ver nas seções à frente.

6.1. Combustíveis sólidos

Os combustíveis sólidos têm como fonte os produtos e resíduos da agricultura, os resíduos da floresta e das indústrias conexas e a fração biodegradável dos resíduos industriais e urbanos.

O processo de conversão da biomassa sólida passa inicialmente pela recolha dos vários resíduos, de seguida por um processo de conversão no produto pretendido e depois do transporte para o local de consumo. Sendo que o processo mais comum para o seu consumo é a combustão para a produção de calor.

Os tipos de produtos disponíveis no mercado são os seguintes:

- *Pellets* – são formas mecanicamente estáveis de pó e serradura de madeira compacta. Estes possuem uma elevada capacidade energética permitindo que os sistemas de aquecimento obtenham autonomias equivalentes a sistemas de aquecimento convencionais (na subsecção seguinte vou falar um pouco sobre este combustível, pois foi o utilizado na empresa, como mencionado);
- Estilhas de madeira – são produzidas a partir de resíduos do processamento de madeira, através de cortadores mecânicos. Estas têm de ter como fonte madeira pura e podem ser utilizadas em sistemas de aquecimento com potências superiores a 50 kW [30];
- Toros – a madeira é serrada com o comprimento desejado para depois serem utilizadas nas câmaras de combustão (25, 33, 50 ou 100 cm). O seu uso é restrito a caldeiras de madeira.

- Briquetes de madeira – são prensados do mesmo modo que as *pellets*. São o combustível ideal para sistemas de combustão pequenos, tais como fornos, queimadores de madeira, entre outros.

6.1.1. *Pellets*

As *pellets*, representados na figura 33, são fáceis de manusear e de utilizar em sistemas automáticos. Possui a forma padrão de 6 a 8mm [31] de comprimento e são cilíndricos. Este combustível é seco, duro e com baixa quantidade de cinzas remanescentes após a combustão.



Figura 33 – *Pellets* [32].

Este combustível tem vindo a aumentar consideravelmente nos últimos anos, devido à escolha de caldeiras ou salamandras automáticas que têm como combustível *pellets*.

O processo de fabricação de *pellets* consiste em cinco etapas: moagem da matéria-prima, controlo de humidade, extrusão, resfriamento e embalagem [31]. Cada etapa deve ser realizada com todo o cuidado para o produto final apresentar a qualidade aceitável.

Este combustível possui um poder calorífico superior a 17 MJ/kg, equivalente a 5 kWh/kg [32]. Possui um teor de humidade e de cinzas abaixo dos 10% e 0,5% [32], respetivamente. Estas características permitem uma combustão eficiente, de elevado valor energético e praticamente limpa, ao contrário dos sistemas de aquecimento convencionais.

As empresas que produzem *pellets* devem ter em consideração as seguintes especificações técnicas, para que tenham assim as normas internacionais em vigor, representadas pela tabela 5.

Tabela 5 - Especificações técnicas das *pellets* [32].

Parâmetro	Resultado	Unidades
Diâmetro	6 a 8	Mm
Densidade	650	Kg/m ³
Cinzas	< 0,7	%
Poder Calorífico	≥ 0,5	kWh/kg
Emissão de CO₂	0,0	Neutro
Humidade	9	%

Para que os *pellets* sejam um produto de qualidade é necessário que estes obtenham a certificação segundo a norma ENplus, baseada na EN 14961-2, produto A1, *pellets* doméstico, no âmbito da “Certificação de *Pellets* de Madeira para Utilização em Sistemas de Aquecimento”.

Nos sistemas de aquecimento é essencial que sejam utilizadas *pellets* certificadas. Durante o estágio foi-me possível verificar que a utilização de *pellets* de fraca qualidade em caldeiras ou salamandras tornava o rendimento das mesmas mais baixo e a quantidade de cinzas era muito maior. Em suma, *pellets* certificadas apesar de serem mais caras, a longo prazo apresentam vantagens por possuírem um rendimento mais elevado.

6.2. Situação em Portugal

Em Portugal existe uma grande diferença entre a disponibilidade potencial e a disponibilidade efetiva de resíduos nas florestas. Só uma pequena parte dos resíduos tem viabilidade económica para ser aproveitada para produção de energia [33]. Por isso, está a ser recomendado a incorporação de parte dos matos e resíduos na floresta e não a sua exportação integral.

A biomassa florestal residual é o tipo de biomassa que se utiliza como matéria-prima para produção de energia. Esta é proveniente de sobrantes da gestão e da exploração florestal ou de subprodutos da indústria transformadora dos produtos florestais e de produtos em final do seu ciclo de vida [33]. Nem toda a biomassa florestal é de fácil exploração, devido aos custos que acarreta nos transportes, por exemplo.

A biomassa, em Portugal, é utilizada nas indústrias de produção de pasta de papel e de combustíveis sólidos, como os briquetes e os *pellets*. Em 2005, o governo lançou um

concurso para atribuir 100 MW de potência para a produção de energia elétrica a partir de biomassa florestal residual.

Perante a aposta nesta energia renovável e considerando a potencialidade de biomassa florestal em Portugal, é expectável que aumentem as necessidades desta matéria-prima. Neste sentido, a sustentabilidade do subsector energético com base na biomassa florestal, face às capacidades a instalar, poderá ter de passar pela existência de culturas florestais energéticas complementares aos sobrantes, no caso de carências de fornecimento de regular às centrais.

Caso contrário, as disponibilidades de biomassa provenientes de resíduos florestais poderão ser insuficientes para as necessidades do país, o que poderá pôr em causa a realização dos objetivos iniciais.

Relativamente à produção de *pellets*, começa também a haver a preocupação pela falta de biomassa devido à elevada competição, que conduz a uma oferta inferior à procura, fazendo aumentar os custos desta matéria-prima. Para além da falta da biomassa, existem também a baixa rentabilidade da exploração da biomassa florestal para a produção de *pellets*, pois a produção de cada tonelada de *pellets* necessita de 2,15 toneladas de biomassa.

Durante a realização do estágio já consegui notar neste problema. Pois a partir de Janeiro, o fornecedor de *pellets* da empresa já não conseguiu fazer mais entregas, pois a fábrica não estava a produzir *pellets*, devido a estes problemas acima mencionados, apesar de cerca de 35% do território português ser coberto com floresta [33].

6.3. Equipamentos utilizados

Como vimos anteriormente, os *pellets* representam o aproveitamento de um recurso natural 100% renovável.

Este tipo de combustível faz-se recorrendo a dois tipos de equipamentos: as caldeiras a ar, que fazem o aquecimento de pequenas áreas ou de grandes áreas utilizando condutas de ar ou as caldeiras a água que fazem aquecimento central através de radiadores.

As caldeiras funcionam da seguinte maneira: utilizando uma broca sem-fim, as *pellets* que estão armazenadas no reservatório são conduzidas para o braseiro. Sendo que no braseiro existe uma resistência que faz com que os *pellets* queimem automaticamente, de forma a garantir a temperatura programada. Esta temperatura é garantida através da parte eletrónica.

Quando a temperatura ambiente é a desejada, a queima de *pellets* é interrompida, voltando a acender se se detetar uma diminuição da temperatura ambiente, ocorrida por correntes de ar, por exemplo. [34]

Para uma melhor otimização destas salamandras deve-se utilizar *pellets* certificados, pois só assim é garantida a qualidades dos mesmos, como já foi referido.

6.3.1. Caldeiras a ar

As caldeiras a ar são uma ótima solução para aquecimento de pequenas ou grandes áreas (através de condutas de ar). Estas combinam a tradição com a tecnologia moderna, pois é possível ver as chamas, mantendo o ambiente acolhedor de uma lareira. Para além disso as salamandras existem já em várias cores, adaptando-se ao mobiliário existente.

6.3.2. Caldeiras a água

Este tipo de caldeira produz água quente para os sistemas de aquecimento central. Sendo também muito fácil a substituição de uma caldeira utilizando combustível convencional, por uma caldeira deste tipo.

Estas estão disponível para todas as necessidades energéticas, seja para edifícios de baixo consumo ou para grandes complexos de edifícios.

Ao contrário das caldeiras a ar, estas caldeiras possuem ao seu lado um reservatório para os *pellets*.

Na figura 34 é possível ver os principais componentes para os sistemas de aquecimento central, onde:

1. Caldeira;
2. Depósito das águas sanitárias;
3. Radiadores do aquecimento central;
4. Bombas de circulação;
5. Purgador de ar;
6. Válvula de segurança do circuito da caldeira;
7. Serpentina do depósito das águas sanitárias;
8. Saída das AQS para consumo;
9. Entrada das águas frias sanitárias;
10. Vaso de expansão da caldeira;
11. Vaso de expansão das águas sanitárias.

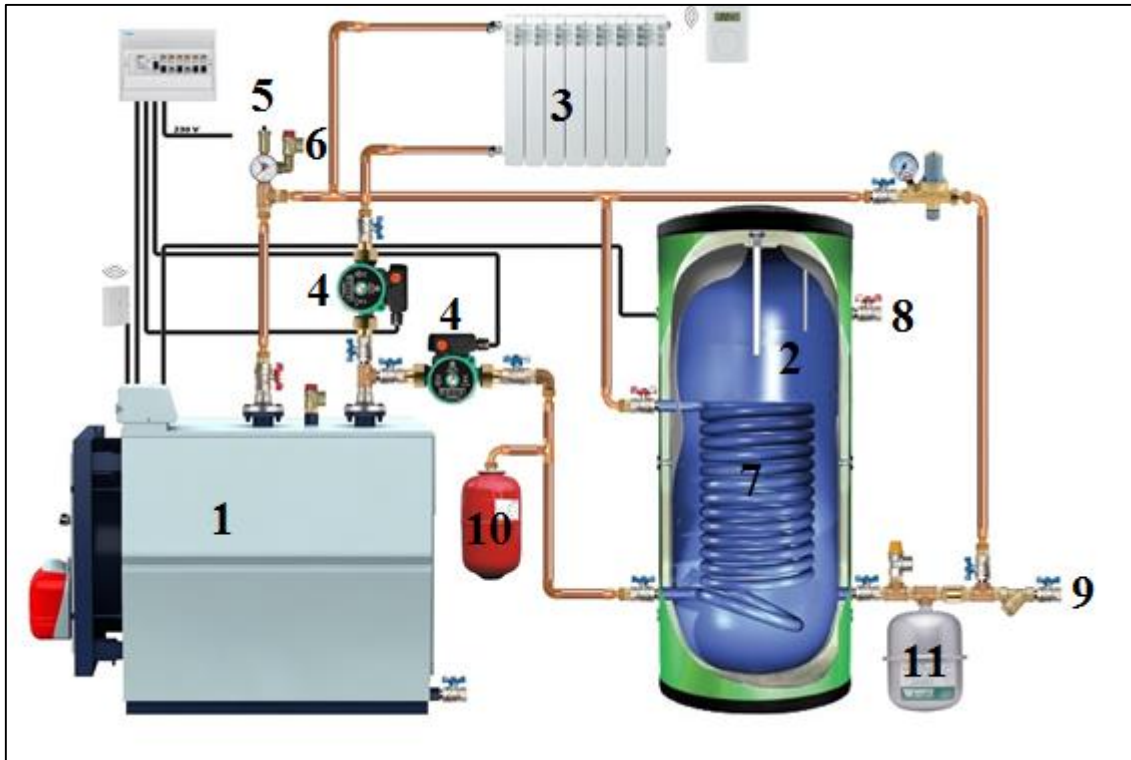


Figura 34 - Funcionamento de um sistema de aquecimento central utilizando uma caldeira a água [35].

7. Parte prática do relatório

Nesta seção apresento o plano de estágio, as tarefas desempenhas durante a realização do estágio e os vários projetos em que participei.

7.1. Plano de estágio

Durante a realização do estágio as atividades que estavam previstas a serem desenvolvidas eram as seguintes:

- Elaboração de projetos/orçamentos na área das energias renováveis e climatização;
- Instalação de sistemas fotovoltaicos;
- Instalação de sistemas solar térmicos;
- Instalação de sistemas de climatização;
- Realização de estudos de eficiência energética;
- Implementação do sistema da qualidade.

7.2. Tarefas desempenhadas durante a realização do estágio

Durante a realização do estágio tive a oportunidade de realizar diversas tarefas e pôr em prática os conhecimentos adquiridos ao longo do meu percurso académico, tanto na licenciatura como no mestrado.

A primeira fase do estágio passou pela inserção na empresa, onde pude conhecer todos os funcionários da empresa e dar-me a conhecer também. Nesta fase também ganhei o contato direto e conhecimento do funcionamento da empresa em si, tanto a nível de metodologia de trabalho como a nível burocrático.

Depois comecei por realizar orçamentos das diversas aplicações, como os sistemas fotovoltaicos, os sistemas térmicos, sistemas de biomassa, ar condicionado, entre outros.

Numa primeira fase, a minha orientadora de estágio é que me orientava nos passos a seguir para a realização dos orçamentos, sendo que, depois de conhecer toda a metodologia de trabalho, já os realizava de forma autónoma.

Ao longo desta fase ia já começando a acompanhar as obras em curso, desenvolvendo as capacidades intelectuais e a destreza manual no domínio de instalações/equipamentos de sistemas de energias renováveis e de climatização e as suas respetivas manutenções.

Aquando a concessão para realização de uma determinada obra, eram realizados diversos estudos relativos à eficiência energética, à viabilidade económica e ambiental.

Assim, pude então acompanhar diversos projetos de sistemas solares fotovoltaicos, tanto para sistemas ligados à rede, seja sistemas fixos ou com seguidor solar, como para sistemas autónomos; de sistemas solares térmicos, tanto para sistemas com termossifão ou com circulação forçada; de sistemas de biomassa, seja caldeiras a ar ou a água e de vários sistemas de climatização, como ar condicionados e piso radiante. Contudo, vou escolher alguns dos projetos acompanhados e explicar mais pormenorizadamente dando relevo às tarefas por mim desempenhadas.

Os sistemas que vou abordar são:

- Um sistema fotovoltaico fixo, situado em Carção;
- Um sistema fotovoltaico isolado, situado em Rabal;
- Um sistema fotovoltaico isolado para bombeamento de água, situado em Bagueixe;
- Um sistema térmico com termossifão, situado em Bagueixe;
- Um sistema de biomassa, situado em Vila Real.

Para cada sistema vou apresentar um pouco das características do projeto em questão, bem como as etapas do dimensionamento e da instalação.

Para os sistemas fotovoltaicos recorri ao *software* PVGIS para o calcular a radiação estimada para o local e a produção estimada da energia. Para o sistema fotovoltaico de bombeamento de água recorri a um *software* da Lorentz, para dimensionar os equipamentos, sendo que a Lorentz é uma marca fabricante de bombas.

Para os sistemas solares térmicos utilizei ainda o *software* SOLTerm para dimensionar o sistema e ter assim a análise energética, económica e ambiental. De referenciar que este programa, não está de acordo com a nova legislação em vigor em Portugal, pois ainda está regido pelo RCCTE, contudo é possível ter uma ideia de quais são os resultados esperados para este sistema e ter uma comparação com um sistema convencional.

Para os sistemas de biomassa utilizei o *software* RETScreen para obter também as análises energéticas, económicas e ambiental.

Relativamente ao ponto da implementação no sistema da qualidade, este não foi possível concluir, tendo só implementado algumas partes.

7.3. Projetos em que participei

Nesta seção estão descritos alguns dos projetos em que participei durante a realização do meu estágio.

7.3.1. Projeto de sistema fotovoltaico ligado à rede

A instalação deste projeto situa-se na freguesia de Carção, no concelho de Vimioso, distrito de Bragança e refere-se a um projeto de microprodução destinada à venda de energia elétrica. O sistema adotado é um sistema fixo instalado num telhado plano.

A potência contratada do cliente é de 20,7 kVA e possui uma potência instalada em módulos fotovoltaicos de 7,35 kW, sendo que o regime escolhido foi o regime geral, pois era o mais benéfico para o cliente.

O processo de registo e licenciamento dos sistemas de microprodução passa pelas seguintes etapas:

- Visita ao local para análise técnica, viabilidade e definição da melhor solução para o cliente;
- Registo dos dados de microprodutor no Sistema de Registo de Microprodução (SRM) através do site www.renovaveisnagora.pt, tendo um custo de 615€ com IVA;
- Instalação da microprodução acordada depois de ser atribuída a potência (possui um prazo de 120 dias para instalar o sistema de microprodução após a atribuição de potência e requerer o pedido de inspeção);
- Pedido de inspeção da instalação e atribuição do respetivo certificado de exploração;
- No prazo de 10 dias, dá-se o apoio na celebração do contrato de venda de energia com o comercializador;
- No prazo de 10 dias, o cliente já é um microprodutor.

O local pretendido à instalação foi escolhido pelo cliente, local esse que foi aprovado depois de ser analisado relativamente aos efeitos de sombreamento, sendo o local um telhado plano.

A área do telhado é de aproximadamente 150 m², o que dá uma boa margem de trabalho. Para além disso, o local possui acessos imediatos, sendo quase ao lado da estrada.

Dimensionamento do projeto

Como já mencionei anteriormente, os passos para dimensionar este tipo de sistemas são:

1. Estimar a potência a instalar, tendo em conta a área e o orçamento disponíveis.
2. Selecionar os módulos e o inversor.

O painel escolhido foi o da AXITEC de 245W policristalino e possui as seguintes características. No anexo A é possível visualizar o *datasheet* deste painel.

- $P_{\text{máx}} - 245\text{W}$;
- $U_{\text{MPP}} - 30,91\text{V}$;
- $I_{\text{MPP}} - 7,93\text{A}$;
- $U_{\text{oc}} - 37,46\text{V}$;
- $I_{\text{sc}} - 8,57\text{A}$;

Coefficientes de temperatura:

- $U_{\text{oc}} - -0,33\%/K$;
- $I_{\text{sc}} - 0,06\%/K$;

Depois de escolhido qual o módulo a utilizar, procede-se ao cálculo dos valores de tensão para as temperaturas extremas de Verão e de Inverno, sendo obtidos na tabela 6, considerando uma temperatura máxima de 70°C e uma temperatura mínima de -10°C:

Tabela 6 - Valores de tensão para as temperaturas extremas de Verão e de Inverno.

$V_{\text{oc}} (-10^{\circ}\text{C}) [\text{V}]$	41,79
$V_{\text{MPP}} (-10^{\circ}\text{C}) [\text{V}]$	35,24
$V_{\text{MPP}} (70^{\circ}\text{C}) [\text{V}]$	25,35

Optou-se pelo inversor da marca Kostal, modelo Piko 5,5 com as seguintes características, nas condições STC:

- $P_{\text{máxDC}} = 5500 \text{ W}$;
- $U_{\text{máxDC}} = 950 \text{ V}$;
- $U_{\text{minDC}} = 180 \text{ V}$;
- $U_{\text{MPPmáx}} = 850 \text{ V}$;
- U_{MPPmin} para apenas um MPP = 660 V;

- U_{MPPmin} para apenas dois MPP= 360 V;
- $I_{máxDC}$ = 9 A;
- I_{DC} = 8 A;
- Eficiência máxima= 96,2%

O inversor pode ser subdimensionado em 5 a 10%, sendo possível calcular a potência máxima do painel:

$$\begin{aligned} \text{Pot. nominal Inversor} &= 5500\text{W} \\ \text{Pot. máx recomendada} &= 5500 \times 1.10 = 6050\text{W} \end{aligned}$$

Sabendo a potência de instalação, é possível calcular o número de módulos necessários utilizando a equação 4.12:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{P_{máx.recomendada}}{P_{máxima \text{ do módulo}}} = \frac{6050}{245} \sim 24$$

É prática comum nos casos de venda de energia à rede, principalmente em regime geral, que não existe limite máximo de venda de energia, sobredimensionar-se acima dos valores recomendados, respeitando sempre os valores máximos de tensão e corrente para o cliente vender mais energia à rede, por isso, o sistema vai ser composto por 30 painéis.

De seguida, determina-se o número de módulos por fileira através da equação 4.16 e 4.17, respetivamente:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{V_{máx \text{ do inversor}}}{V_{MPP \text{ (temp.mais baixa)}}} = \frac{850}{26,58} \sim 31$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos} = \frac{V_{min \text{ do inversor}}}{V_{MPP \text{ (temp.mais elevada)}}} = \frac{360}{36,47} \sim 10$$

É ainda necessário calcular que a tensão da fileira não ultrapasse a tensão máxima de entrada do inversor. Para isso recorre-se à equação 4.18:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{V_{máx \text{ de entrada do inversor}}}{V_{MPP \text{ (temp.mais baixa)}}} = \frac{950}{33,13} \sim 28$$

De seguida, calcula-se o número máximo de fileiras em paralelo, através da equação 4.19:

$$N^{\circ} \text{ de fileiras} = \frac{I_{\text{maxinver}}}{I_{\text{MPPPV}}} = \frac{9}{7,93} \sim 1$$

Como o inversor usado tem 3 MPPT independentes cada um deles admite uma corrente máxima de 9A. No anexo B é possível verificar o *datasheet* do inversor escolhido.

Assim podemos dividir os painéis em 2 ou 3 circuitos (*strings*). Como neste caso não havia sombras, apenas se dividiu em 2 circuitos. Um com 14 módulos em série e outro com 16 módulos.

Por último, verifica-se se a tensão e a corrente da fileira estão dentro dos limites da V_{MPP} e I_{MPP} , respetivamente, e se não excede a tensão máxima admissível à entrada do inversor. Os resultados dos cálculos para saber os limites estão apresentados nas tabelas 7 e 8.

Tabela 7 - Cálculo dos limites da corrente e da tensão para o primeiro circuito, com 16 módulos.

Para fileira com 16 módulos		
Voc (-10°C) (V)	668,84	OK! <950V
Vmpp (-10°C) (V)	563,84	OK! <850V
Vmpp (70°C) (V)	405,60	OK! >360V
I_{MPP} (A)	7,93	OK! <8 A

Tabela 8 - Cálculo dos limites da corrente e da tensão para o segundo circuito, com 14 módulos.

Para fileira com 14 módulos		
Voc (-10°C) (V)	585,06	OK! <950V
Vmpp (-10°C) (V)	493,36	OK! <850V
Vmpp (70°C) (V)	354,90	OK! Apesar de ser <360, é admissível
I_{MPP} (A)	7,93	OK! <8 A

Na figura 35 é possível ver qual a disposição dos painéis no telhado do cliente.

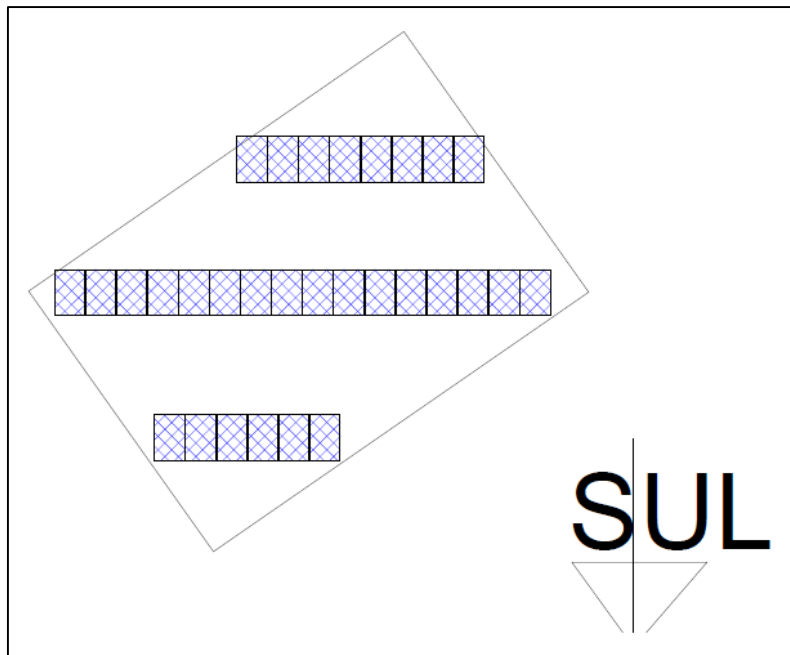


Figura 35 - Esquema dos painéis.

Estimação da produção de energia

Para estimar a produção de energia deste sistema recorri ao *software* PVGIS, no site <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

Coloquei assim os dados necessários no *software*, como o tipo de painéis utilizados, qual a potência instalada e a inclinação do sistema, como é possível ver na figura 36. No anexo C estão apresentados os relatórios na íntegra do *software*, relativamente à radiação solar estimada e no anexo D estão apresentados os relatórios na íntegra, relativamente à produção de energia esperada.

Na figura 37 são apresentados principais resultados desta simulação. Onde:

- Ed e Em – é o valor médio da energia produzida por dia (kWh/dia) e por mês (kWh/mês), respetivamente;
- Hd e Hm – é o valor médio da radiação solar global, por m², que incide sobre o painel fotovoltaico por dia e por mês (kWh/m²), respetivamente;

JRC CM SAF Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps

EUROPA > EC > JRC > IE > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps > europe

New: PVGIS modified to use Google Maps version 3. Click here to read about it.

e.g. "Ispra, Italy" or "45.256N, 16.9589E" cursor position: 41.591, -6.582
 41.5925, -6.588889 Search selected position: 41.591, -6.582

Latitude: Longitude: Go to lat/lon

Mapa Satélite

Google

Solar radiation Temperature Other maps

PV Estimation **Monthly radiation** Daily radiation Stand-alone PV

Monthly global irradiation data

Radiation database: Climate-SAF PVGIS

Horizontal irradiation
 Irradiation at opt. angle
 Direct normal irradiation
 Irradiation at chosen angle: 30 deg.
 Linke turbidity
 Dif. / global radiation
 Optimal inclination angle

Monthly ambient temperature data

Average daytime temperature
 Daily average of temperature
 Number of heating degree days

Output options

Show graphs Show horizon
 Web page Text file PDF

Calculate [help]

Figura 36 - Dados necessários para calcular a produção de energia.

Fixed system: inclination=30 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	15.60	483	2.74	85.0
Feb	24.00	672	4.31	121
Mar	28.50	885	5.36	166
Apr	31.00	930	5.90	177
May	33.30	1030	6.45	200
Jun	36.80	1100	7.29	219
Jul	38.20	1180	7.63	237
Aug	36.60	1130	7.29	226
Sep	32.70	982	6.35	191
Oct	24.70	765	4.61	143
Nov	18.30	550	3.27	98.1
Dec	15.60	483	2.73	84.7
Year	28.00	850	5.33	162
Total for year		10200		1950

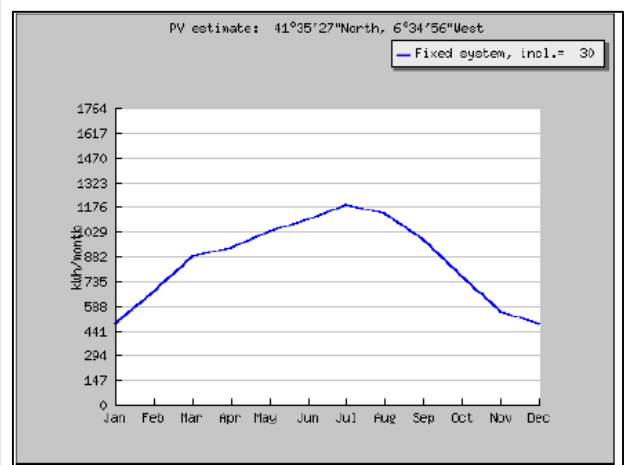


Figura 37 - Produção mensal de energia estimada.

Estudo de viabilidade económica do sistema fixo

O estudo de viabilidade económica tem como principal objetivo calcular o tempo de retorno do investimento.

O sistema é composto por:

- 30 painéis AXITEC 245W;
- Inversor Kostal 5,5;
- 100 mm de cabo solar 6mm²;
- Estrutura de alumínio e aço inoxidável;
- Contador Itron e Modem GSM;
- 14 Fichas de Acoplamento tipo 3;
- Portinhola de protecção;
- 2 caixas para contador;
- 25m de cabo XV4x6;
- 25m de tudo anelado do tipo PEAD cablagem Ø50mm em rolos de 50ml (Vermelho – Eletricidade);
- 100m de cabo de terra com seção de 4mm².

O preço inicial do projeto é de 13.642,00€ c/IVA. Sendo necessário pagar mais 615€ da taxa de inscrição da unidade de microprodução no renováveis na hora. O investimento total é de 14.257,00€.

No ponto anterior foi calculada, através do *software* PVGIS, a produção esperada para o primeiro ano que corresponde a 10,2 MWh.

Considerou-se uma taxa interna de retorno (TIR) de 10,9%, um decréscimo de produção de 0,80%, pois as perdas nos painéis fotovoltaicos são de 0,8 a cada ano e uma inflação na tarifa BTN de 2,5%, tendo em conta a tarifa em vigor para clientes de BTN(> 10,35 kVA).

Na tabela 9 estão apresentados os resultados da análise da viabilidade económica, em que:

- Energia produzida (kWh/ano) é calculado através:

Ano 1 é a produção estimada pelo software PVGIS;

$$\text{Ano } X = (\text{produção do ano } X - 1) - ((\text{produção do ano } X - 1) * 0,8)$$

- Tarifa de venda (€/kWh) é calculado através de :

Ano 1 é a tarifa de venda da eletricidade;

$$\text{Ano } X = (\text{tarifa de venda do ano } X - 1) + ((\text{tarifa de venda do ano } X - 1) * 2.5)$$

- Tarifa de compra (€/kWh) é igual da valor da tarifa de venda para cada ano;
- Fluxo de caixa (€) é o que entra e sai do bolso do cliente e é calculado:

Ano 0 representa uma saída, o custo total do investimento;

Ano X é a multiplicação da energia produzida pela tarifa de venda, para cada ano;

- Vendas acumuladas (€) é calculado através:

Ano 1 é igual ao valor do fluxo de caixa;

$$\text{Ano } X = (\text{fluxo de caixa ano } X) + (\text{fluxo de caixa ano } X - 1)$$

- Retorno (€) é calculado através:

$$\text{Ano } 1 = (\text{fluxo de caixa ano } 0) + (\text{fluxo de caixa ano } 1)$$

$$\text{Ano } X = (\text{fluxo de caixa ano } X) + (\text{Retorno do ano } X - 1)$$

Tabela 9 - Análise da viabilidade económica.

Ano	Energia Produzida (kWh/ano)	Tarifa de Venda (€/kWh)	Tarifa de Compra (€/kWh)	Fluxo de Caixa (€)	Vendas Acumuladas (€)	Retorno (€)
0				- 14.257 €		
1	10200	0,145 €	0,145 €	1.479 €	1.479 €	- 12.778 €
2	10118	0,149 €	0,149 €	1.504 €	2.983 €	- 11.274 €
3	10037	0,152 €	0,152 €	1.529 €	4.512 €	- 9.745 €
4	9957	0,156 €	0,156 €	1.555 €	6.067 €	- 8.190 €
5	9877	0,160 €	0,160 €	1.581 €	7.648 €	- 6.609 €
6	9798	0,164 €	0,164 €	1.607 €	9.255 €	- 5.002 €
7	9720	0,168 €	0,168 €	1.634 €	10.890 €	- 3.367 €
8	9642	0,172 €	0,172 €	1.662 €	12.552 €	- 1.705 €
9	9565	0,177 €	0,177 €	1.690 €	14.241 €	- 16 €
10	9489	0,181 €	0,181 €	1.718 €	15.960 €	1.703 €
11	9413	0,186 €	0,186 €	1.747 €	17.707 €	3.450 €
12	9337	0,190 €	0,190 €	1.776 €	19.483 €	5.226 €
13	9263	0,195 €	0,195 €	1.806 €	21.290 €	7.033 €
14	9189	0,200 €	0,200 €	1.837 €	23.126 €	8.869 €
15	9115	0,205 €	0,205 €	1.868 €	24.994 €	10.737 €
16	9042	0,210 €	0,210 €	1.899 €	26.893 €	12.636 €
17	8970	0,215 €	0,215 €	1.931 €	28.824 €	14.567 €
18	8898	0,221 €	0,221 €	1.963 €	30.787 €	16.530 €
19	8827	0,226 €	0,226 €	1.996 €	32.783 €	18.526 €
20	8756	0,232 €	0,232 €	2.030 €	34.813 €	20.556 €
21	8686	0,238 €	0,238 €	2.064 €	36.877 €	22.620 €
22	8617	0,244 €	0,244 €	2.099 €	38.975 €	24.718 €
23	8548	0,250 €	0,250 €	2.134 €	41.109 €	26.852 €
24	8479	0,256 €	0,256 €	2.170 €	43.279 €	29.022 €
25	8412	0,262 €	0,262 €	2.206 €	45.485 €	31.228 €



Gráfico 1 - Retorno do investimento.

Como é possível visualizar pelo gráfico 1, o sistema é rentabilizado ao fim de 9 anos. Estes valores podem ser um pouco diferentes dos reais, pois para estes cálculos são tidas em conta muitas estimativas, como o produção da energia ou a inflação na tarifa BTN, que é alterada todos os anos.

Instalação do sistema fotovoltaico fixo

Toda a instalação deste sistema foi supervisionada por mim. O telhado é plano, como é possível verificar na figura 38, sendo necessário uma estrutura que aumentasse a inclinação para cerca de 30°.



Figura 38 – Telhado sobre o qual ocorreu a instalação.

Inicialmente fixou-se a estrutura ao plano do telhado, recorrendo a buchas químicas. A figura 39 representa a estrutura já montada. Todos materiais usados para a estrutura e posterior assemblagem da subestrutura do painel devem ser resistentes à corrosão.



Figura 39 - Estrutura montada com inclinação de 30°.

Os módulos são inseridos nas calhas de modo a que assentam firmemente e sem vibrações, tendo o cuidado de instalar o módulo fotovoltaico com a cablagem da caixa de junção voltada para baixo. Durante a colocação, os módulos ficam eletricamente ligados uns aos outros, usando cabo solar de 6 mm^2 que são fixados às calhas e fichas MC4.

De seguida liga-se o painel à terra através de um condutor verde/amarelo de 4 mm^2 que é posteriormete ligado ao barramento de terra do edifício. As normas obrigam a que a secção mínima para o cabo de terra seja de 4 mm^2 .

Na figura 40 e 41, é possível ver já os painéis montados.



Figura 40 - Aspeto final da montagem dos painéis.



Figura 41 - Outra perspetiva do aspeto final da montagem dos painéis.

Quanto ao inversor, este foi instalado num local apropriado, ou seja, foi tido em conta a temperatura ambiente, a humidade relativa e o acesso, para posteriores serviços de manutenção. No inversor é possível verificar o funcionamento do mesmo e o valor da energia produzida.

Para a interligação à rede elétrica pública foi ainda necessário ligar à saída do inversor um quadro de corte com protecção contra curto circuitos e protecção diferencial. De seguida vai ligar ao contador (figura 42, à esq.), e de seguida vai para a portinhola PCP/T Microprodução (figura 42, à direita).

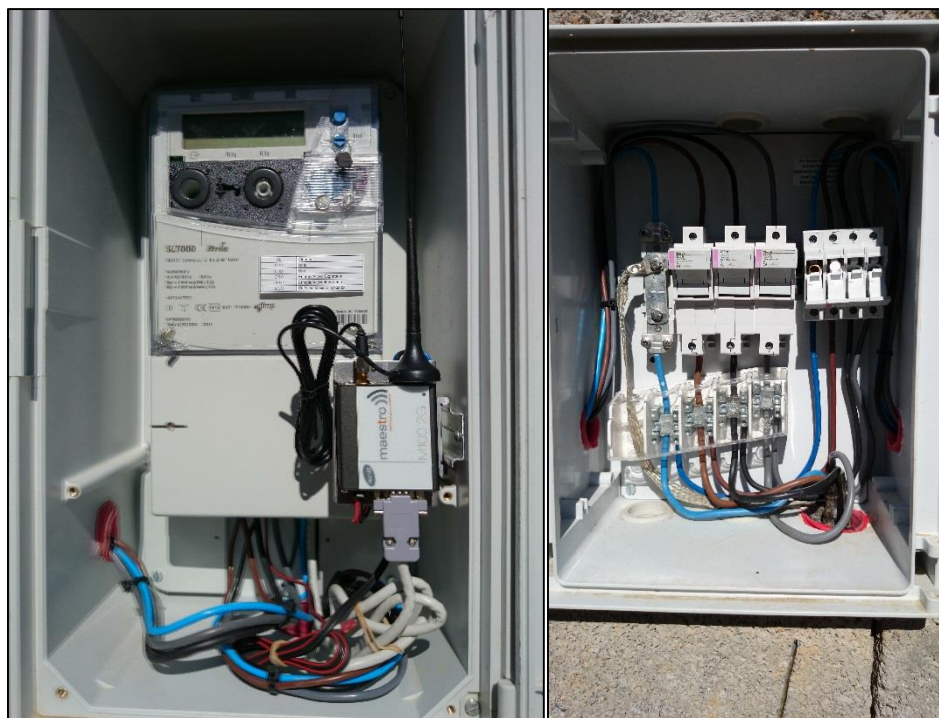


Figura 42 – Contador (à esq.) e portinhola (à direita).

Inspeção da unidade de microprodução

Aquando da inspeção do sistema fazem as seguintes medições elétricas:

- Verificam se os equipamentos estão dentro das normas e se o número de série corresponde;
- Verificam se as ligações entre a portinhola e o contador de produção;
- Medem o valor de terra;
- Medem o isolamento da instalação;
- Verificam AC, se o quadro das proteções tem as ligações bem feitas;
- Vêm se as terras entres os módulos estão bem ligadas;
- Podem pedir o certificado do inversor.

7.3.2. Projeto de sistema fotovoltaico isolado

Durante a realização do estágio foi possível participar em várias projetos relativamente a sistemas isolados, contudo vou só falar de dois projetos. Um dos projetos envolve o sistema isolado para iluminação e o outro para bombeamento de água.

7.3.2.1. Sistema fotovoltaico isolado para iluminação

Como foi dito anteriormente o dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado envolve várias etapas. Aqui vou pôr em prática essas mesmas etapas.

Inicialmente verifica-se as condições do local tendo em conta a radiação solar disponível, qual o local onde vai ser instalado o sistema, e se existe ou não sombreamento. Neste caso, o local pretendido para a instalação é um telhado e não há sombreamento, sendo o projeto dimensionado para instalar em Rabal.

No segundo passo é necessário calcular as necessidades energéticas para alimentar as cargas e se possível, utilizar equipamentos mais eficientes. Como este projeto é para alimentar sistemas de iluminação optou-se por colocar lâmpadas LED de 12W, pois são mais eficientes. O cálculo das necessidades resume-se na tabela 10.

Tabela 10 - Cálculo das necessidades energéticas.

Equipamento	Potência (W)	Quant.	Pot. Total (W)	Utilização diária (h)	Energia diária (Wh)
Iluminação interior LED	12	7	84	0,5	42
Rádio	20	1	20	4	80
Total			104		122

De seguida, é necessário estimar a radiação esperada no local. Para isso, recorri ao *software* PVGIS, tendo obtido os valores apresentados na figura 43. No anexo E é possível ver a página total de resultados.

Sendo que:

- H_h – corresponde à radiação no plano horizontal ($Wh/m^2/dia$);
- H_{opt} – corresponde à radiação no plano horizontal de forma otimizada ($Wh/m^2/dia$);
- $H(90)$ – corresponde à radiação no plano de 90° ($Wh/m^2/dia$);
- I_{opt} – corresponde à inclinação ótima ($^\circ$);
- T_{24h} – corresponde à média da temperatura num dia ($^\circ C$);
- N_{DD} – corresponde ao número de graus-dia de aquecimento (-).

Optimal inclination angle is: 34 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 1.1 %

Month	Hh	Hopt	H(90)	lopt	T24h	NDD
Jan	1650	2580	2520	60	5.6	342
Feb	2800	4190	3800	56	7.0	286
Mar	4120	5270	3970	44	10.1	204
Apr	5190	5710	3330	29	11.5	179
May	6240	6180	2850	16	14.9	57
Jun	7460	7010	2660	9	19.6	9
Jul	7640	7370	2890	13	21.4	1
Aug	6690	7150	3640	25	21.5	4
Sep	5100	6310	4350	40	18.0	59
Oct	3150	4450	3790	52	13.9	170
Nov	1970	3100	3000	60	8.7	320
Dec	1560	2510	2520	62	5.9	364
Year	4470	5160	3270	34	13.2	1995

Figura 43 - Resultados da radiação mensal para Rabal, através do software PVGIS.

O valor que está calculado é o valor do número de horas de radiação solar que corresponde ao valor da radiação solar média por dia no mês mais desfavorável. Como a utilização deste sistema é para todo o ano, o mês mais desfavorável é o de Dezembro. Este valor é de 2510 Wh/m², ou seja, 2,51 h/dia (a 1000 Wh/m²).

Posteriormente, procede-se ao dimensionamento dos vários componentes.

- Dimensionamento do módulo fotovoltaico

O dimensionamento em módulos fotovoltaicos é dado pela equação 4.4:

$$P_{PV} = \frac{W_{Total}}{G \times \eta_{sist}} = \frac{122}{2,51 \times 0,60} = 81,01 \text{ Wp}$$

Neste caso escolheu-se para o módulo fotovoltaico a marca SolarWorld 85W policristalino com as seguintes características, para as condições padrão:

- P_{max}= 85 Wp
- U_{oc}= 22,0 V
- U_{MPP}= 17,9 V

- $I_{sc} = 5,20 \text{ A}$
- $I_{MPP} = 4,77 \text{ A}$

No anexo F é possível ver a *datasheet* do painel fotovoltaico escolhido.

- Dimensionamento da bateria

O dimensionamento das baterias deve ser bem ponderado devido ao seu elevado custo, por isso deve-se ter em atenção o seu sobredimensionamento.

Para o dimensionamento das baterias consideraram-se os seguintes parâmetros e recorre-se à equação 4.5:

Autonomia do sistema sem sol: 5 dias

Tensão do sistema: 12 V

Valor máximo da profundidade de descarga (DOD): 60% da capacidade nominal

Rendimento do inversor: 90%

Perdas nos cabos que ligam as cargas às baterias: 3%

$$C_{Bat} = \frac{122 \times 5}{12 \times 0,6 \times 0,9 \times 0,97} = 97 \text{ Ah}$$

Para estes valores foi escolhida uma bateria da marca VARTA, modelo AGM 12V/115Ah. No anexo G é possível ver a *datasheet* da bateria escolhida.

- Dimensionamento do regulador de carga

A corrente nominal e a tensão solar máxima são calculados a partir da equação 4.6:

$$I_{maxDC} = 1 \times 4,77 = 4,77 \text{ A}$$

O regulador de carga escolhido tem que ter na saída 12V e admitir uma corrente de 4,77 A, por isso, foi escolhido o regulador de carga da marca Victron Blue Solar, modelo MPPT 15A. No anexo H é possível ver a *datasheet* do regulador de carga escolhido.

- Dimensionamento do inversor

A escolha do inversor está condicionada pela tensão de entrada que tem de ser 12V e tem de fornecer uma potência de 104W, conhecendo estes parâmetros foi escolhido um inversor da marca Victron Phoenix, modelo 12V/350W Shucko e tem as seguintes características:

- Tensão de entrada: 12 V
- Potência nominal: 350 W
- Máxima eficiência: 89 %

O sistema está assim preparado para fornecer um sinal de tensão a 230V e todos os aparelhos devem trabalhar a essa tensão. O inversor tem uma potência nominal de 350W, contudo aguenta picos momentâneos de corrente até 700 W (a 25°C).

Este sistema apresenta um inversor sobredimensionado, pois assim é possível o aumento das cargas. No anexo I é possível ver a *datasheet* do inversor escolhido.

No anexo J é apresentado o desempenho do sistema solar isolado na íntegra, calculado através do *software* PVGIS. A figura 44 representa esse desempenho, onde:

- Ed – representa a produção média de energia por dia (Wh/dia);
- Ft – representa a percentagem de dias em que a bateria se encontra carregada (%);
- Fe – representa a percentagem de dias em que a bateria se encontra descarregada (%).

Month	Ed	Ff	Fe
Jan	122.0	90	0
Feb	122.0	99	0
Mar	122.0	100	0
Apr	122.0	100	0
May	122.0	100	0
Jun	122.0	100	0
Jul	121.0	100	0
Aug	122.0	100	0
Sep	121.0	100	0
Oct	121.0	99	0
Nov	121.0	94	0
Dec	121.0	89	0

Figura 44 - Desempenho do sistema solar isolado.

Como é possível ver pela figura 44, devido à pouca potência das cargas que estão no local, o sistema consegue sempre suprimir todas as cargas, não sendo necessário sistemas de apoio externo.

Instalação do sistema fotovoltaico isolado para iluminação

A instalação do sistema fotovoltaico isolado, tendo como principal aplicação a iluminação, foi toda seguida por mim.

Inicialmente, a estrutura para o painel fotovoltaico foi fixada no telhado, sendo depois o painel fixado à mesma.

De seguida, foi necessário ligar a bateria e o inversor ao regulador de carga, procedendo-se à ligação do painel ao regulador de carga e, por fim, ligou-se o inversor ao quadro AC. Na figura 45 é possível visualizar algumas fotos do fim da instalação deste projeto.



Figura 45 - Instalação de um sistema isolado para iluminação.

7.3.2.2. Sistema fotovoltaico isolado para bombeamento de água

Os sistemas de bombeamento de água são dimensionados utilizando um sistema fornecido pela marca LORENTZ. Para isso, é necessário completar uma ficha com os

dados necessários da situação do cliente. Esta ficha pode ser visualizada na íntegra no anexo L.

Para o cliente em questão, os dados obtidos para posterior dimensionado estão descritos na tabela 11, sendo que a imagem 46 exemplifica um sistema de bombeamento, traduzindo quais as distâncias necessárias.

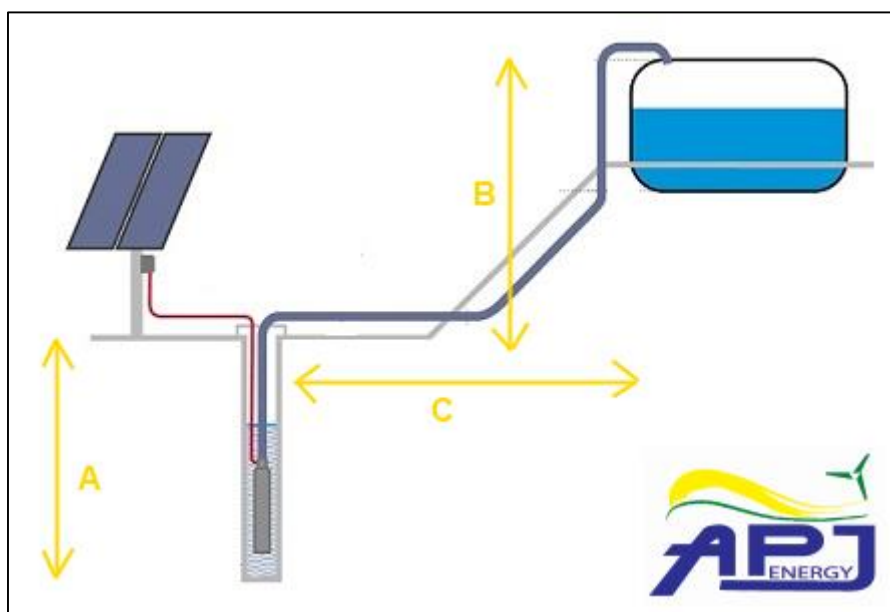


Figura 46 – Exemplo de sistema de bombeamento de água e as distâncias requeridas.

Tabela 11 – Dados obtidos para a situação do cliente.

Furo da água	
A - Profundidade do Furo	80m
B - Altura desde o cimo do furo ao cimo do depósito	5m
C - Distância do furo ao depósito	125m
1 - Diâmetro interno do furo [mm]	150
2 - Tubagem existente (Sim ou Não)	Não
3 - Caudal diário necessário (Litros/DIA)	5m ³
4 - Necessidade desse caudal em que meses.	Meses de Verão
5 - Fixação dos Painéis Solares	Chão <input checked="" type="radio"/> Poste <input type="radio"/> Telhado <input checked="" type="radio"/>
6 - Distância do local instalação painéis ao furo	5m

O sistema é dimensionado para Bagueixe, concelho de Macedo de Cavaleiros, distrito de Bragança. A aplicação deste sistema de bombeamento é para irrigação e para consumo animal e está dimensionado para funcionar só durante o dia.

Assim, depois de saber todos os dados, procedeu-se à colocação dos mesmos no programa da Lorentz. Na figura 47 é possível ver o *layout* inicial do programa.

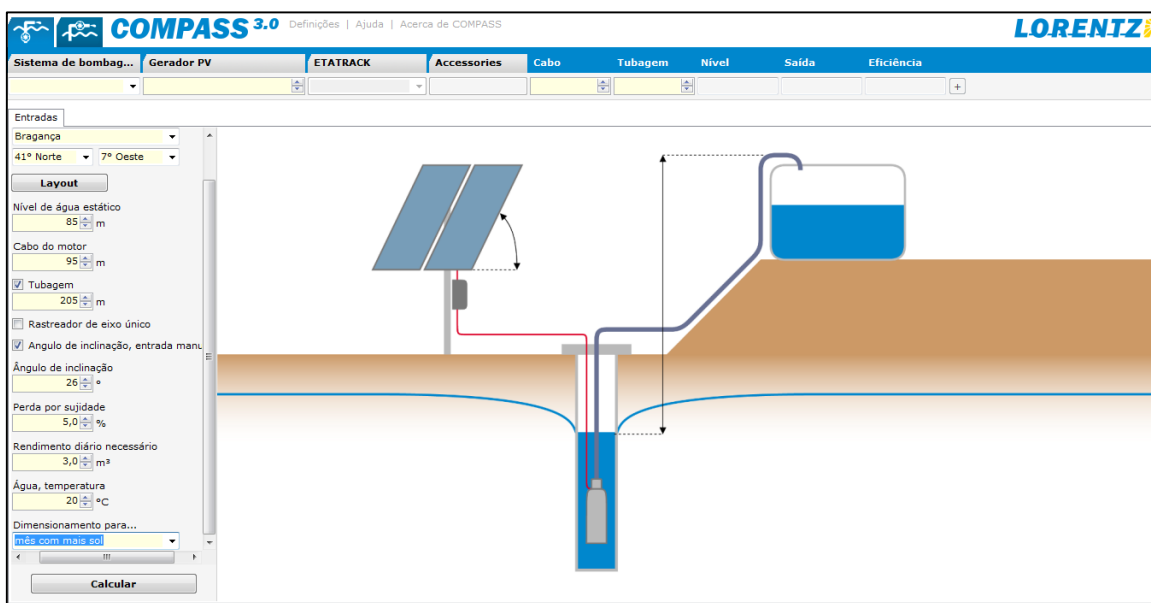


Figura 47 - Layout inicial do programa da Lorentz.

Inicialmente, identificou-se o local onde irá ser instalado o projeto, seguido dos diversos valores como o nível da água estático, 85 m; o comprimento do cabo do motor, 90 m; o comprimento da tubagem, 205 m; o ângulo de inclinação para os painéis, 26°; a temperatura da água, 13°C; o rendimento diário necessário, 5 m³, sendo dimensionado para o mês de Julho, pois é o mês mais desfavorável.

Depois de apresentados os dados, o programa dá várias opções, cada uma delas com o sistema de bombagem e os painéis necessários.

Os equipamentos escolhidos foi um sistema de bombagem submersível com controlador, motor e extremidade de bomba, modelo PS600 HR-04H-1 e módulos fotovoltaicos da marca Bosch 245W.

- Controlador PS600 – possui entradas de controlo para proteção contra funcionamento a seco; está protegido contra inversão de polaridade, sobrecarga e sobreaquecimento; possui um MPP integrada. Este possui as seguintes características:
 - Potência máxima – 0,70 kW;

- Tensão de entrada máxima – 150 V;
- Tensão nominal – 48 V;
- Corrente máxima – 13 A;
- V_{MPP} ótimo – >68V.
- Motor ECDRIVE 600-HR – motor de CC sem escovas estando isento de manutenção; sem componentes eletrônicos no motor. Este possui as seguintes características:
 - Potência nominal – 0,7 kW;
 - Velocidade do motor – 900 a 3,300 rpm;
 - Submersão – máximo 250 m.
- Extremidade de bomba PE HR-04H – possui válvula de retenção.
- Módulos fotovoltaicos Bosch 245W – as características desde conjunto de módulos para as condições STC são:
 - $P_{m\acute{a}x}$ – 490 Wp;
 - V_{MPP} – 61 V;
 - I_{MPP} – 8 A;
 - V_{oc} – 75 V;
 - I_{sc} – 9 A.

No anexo M é possível ver na íntegra os resultados obtidos da simulação para o dimensionamento do sistema de bombagem em questão.

Na figura 48 é possível ver os resultados do rendimento diário para todo o ano, com os equipamentos escolhidos. Como seria de esperar os meses mais críticos são os meses de Verão. Com esta escolha de equipamentos é possível obter cerca de 6m³ por dia, de água, para o mês mais desfavorável.

Para além do sistema de bomba e dos módulos o sistema de bombagem é constituído por:

- Interruptor boia – responsável por parar o funcionamento da bomba quando o depósito já estiver cheio;
- 130m de tubo polietileno do tipo PN8 Ø63mm;
- 90m de cabo trifásico FBBN de 6mm²;
- 90m de corda *nylon* 8mm;
- Eléctrodo de terra que é uma vareta de 1 metro de ferro revestida a cobre;
- Sonda de nível;

- Fio coluna;
- Estrutura triângulo para os dois módulos.

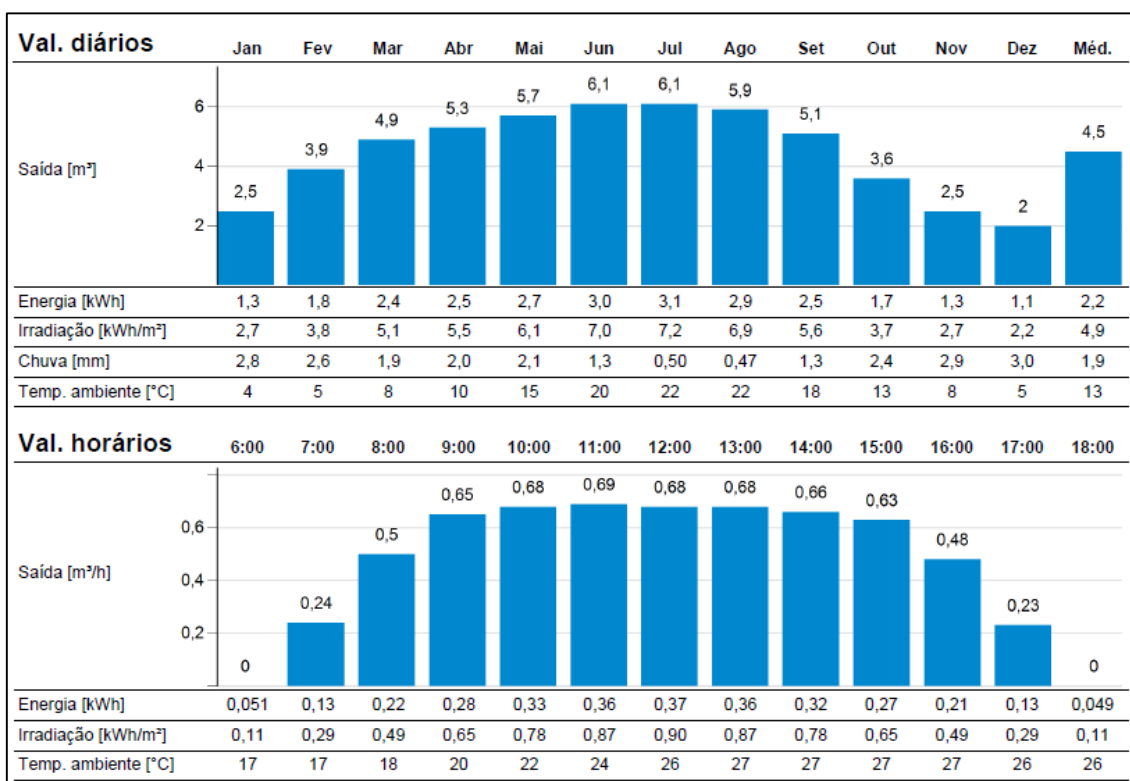


Figura 48 - Rendimento diário do sistema de bombeamento.

7.3.3. Projeto de sistema térmico com termossifão

Este projeto refere-se a uma instalação de um sistema solar térmico do tipo termossifão, utilizando como apoio externo uma resistência alimentada com energia elétrica de 1,5 kW e um esquentador a gás natural.

Este projeto foi dimensionado para uma habitação com uma ocupação diária de 4 ocupantes, localizada na freguesia de Bagueixe, do concelho de Macedo de Cavaleiro, do distrito de Bragança.

No setor doméstico, estes coletores são dimensionados para suprir a totalidade das necessidades de AQS durante os meses de verão, sem utilizar assim o sistema de apoio externo. Nos meses de inverno as necessidades energéticas são repartidas entre o sistema solar e o sistema de apoio externo, dando sempre prioridade ao sistema renovável.

Contudo, quando o sistema térmico não recebe energia suficiente, os sistemas de apoio são ativados. O cliente já possuía o esquentador a gás natural, que o ativa fechando os passadores do painel, possuindo agora uma resistência elétrica que tem um disjuntor

on/off para ligar quando quiser, tendo este acoplado um termóstato para regular a temperatura da água desejada.

Este sistema vai ser instalado no telhado com uma inclinação de 40°. Sendo que os coletores vão ser colocados a sul, para assim, obter o máximo da radiação solar.

Hoje em dia, os sistemas solares térmicos não necessitam de cálculos para o seu dimensionado, pois existem várias marcas que disponibilizam kits de conjuntos solares completos. O importante é ter em atenção o volume do depósito, tendo em conta a quantidade das habitantes. Usando como referência de consumo 40L por pessoa, é necessário colocar um depósito no mínimo com 200L para satisfazer as necessidades dos ocupantes.

Foram apresentadas várias soluções ao cliente: a solução 1, composta por um sistema solar térmico termossifão EZINÇ SOLAR 200L; a solução 2, composta por um sistema solar térmico termossifão DS Compact Inox, e a solução 3, composta por um sistema solar térmico de circulação forçada, DS Pack.

O cliente optou pela segunda solução que é composto por um acumulador de aço inoxidável de 200L, um captador solar seletivo com permutador de apoio, uma resistência elétrica de 1,5 kW, sistema de expansão integrado e conjunto de suportes de alumínio.

O acumulador DS Compact Inox é construído em aço inoxidável, cumprindo todas as exigências higiénicas mais restritas e, como o material tem um elevado grau de coeficiente de transmissão, possui uma grande capacidade para produzir AQS. Na superfície do acumulador é criada uma membrana natural que traduz numa autoproteção da mesma, evitando a oxidação mesmo em instalações com águas extremamente corrosivas.

O coletor utilizado nesta instalação é concebido a fim de obter os melhores resultados de aproveitamento da energia solar e da sua durabilidade. O absorsor deste tipo de coletor é composto por uma placa de cobre, à qual é impregnado um tratamento altamente seletivo, conhecido por Tinox, que faz com que as propriedades absorvedoras sejam melhoradas, aumentando assim o aproveitamento da radiação solar, capaz de ser convertida em energia térmica. Este coletor possui ainda um sistema inovador de ventilação que permite evitar a condensação.

Para além disso, este kit possui o sistema de expansão integrado. Este sistema evita as descargas contínuas de líquido solar e, por consequente, a deterioração prematura dos vários componentes do sistema DS Compact Inox.

Na tabela 12 estão apresentadas as diversas características deste kit de sistema solar térmico.

Tabela 12 - Características técnicas do sistema solar térmico DS Compact Inox [36].

Acumulador	
Volume	200L
Pressão máxima AQS	7bar
Temperatura máxima do circuito solar	203°C
Pressão máxima do circuito solar	2,5bar
Volume do líquido solar	24,5L
Superfície de troca	1,46m ²
Coletor Solar	
Superfície de absorção	1,9m ²
Volume de líquido solar	1,07L
Temperatura máxima de saída	203°C
Rendimento solar	75,1%

Para o dimensionamento deste projeto utilizei o programa SOLTerm.

7.3.3.1. Dimensionamento do projeto utilizando o SOLTerm

Para dimensionar o sistemas solar térmico através deste *software* é necessário seguir os seguintes passos:

1. Clima e local

Neste primeiro passo é necessário escolher o local do projeto, que é em Bragança. Aqui é encontrada toda a informação relativa a recurso solar e a temperatura ambiente que permite simular o desempenho dos sistemas solares. Este passo é muito importante, não só pelo recurso solar em si, mas porque as cargas térmicas dependem do clima, em particular da temperatura ambiente.

No ícone de obstruções do horizonte era possível colocar o efeito das obstruções, contudo esta instalação vai ocorrer no telhado, não tendo qualquer tipo de sombras.

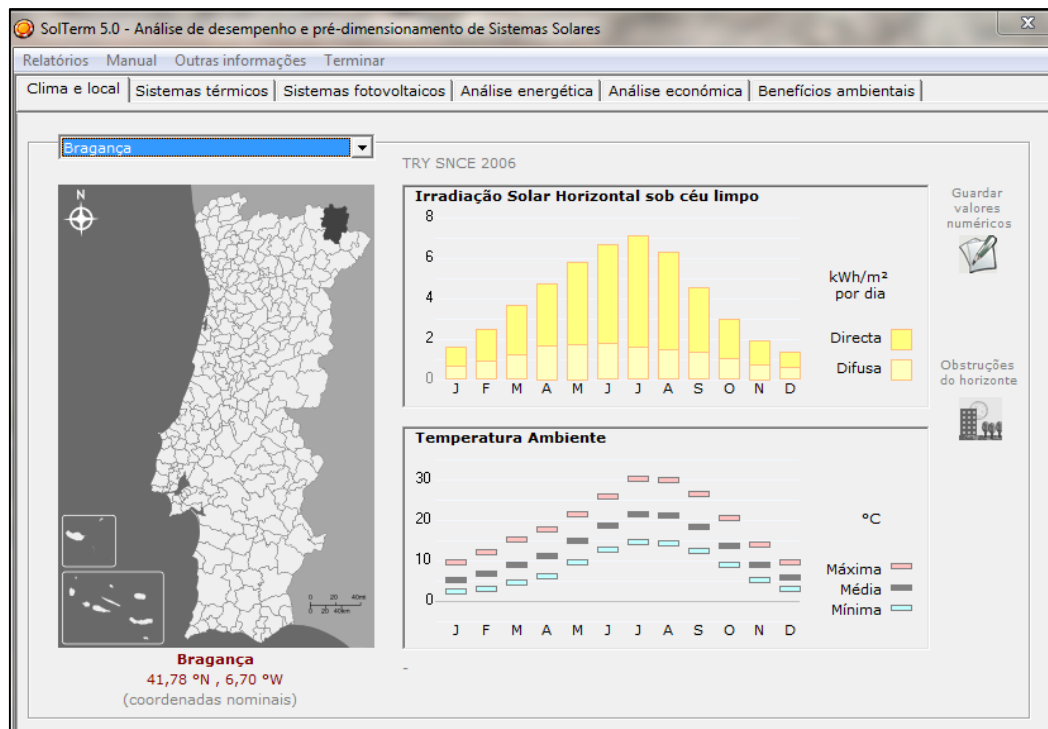


Figura 49 - Escolha do clima e do local.

2. Sistemas térmicos

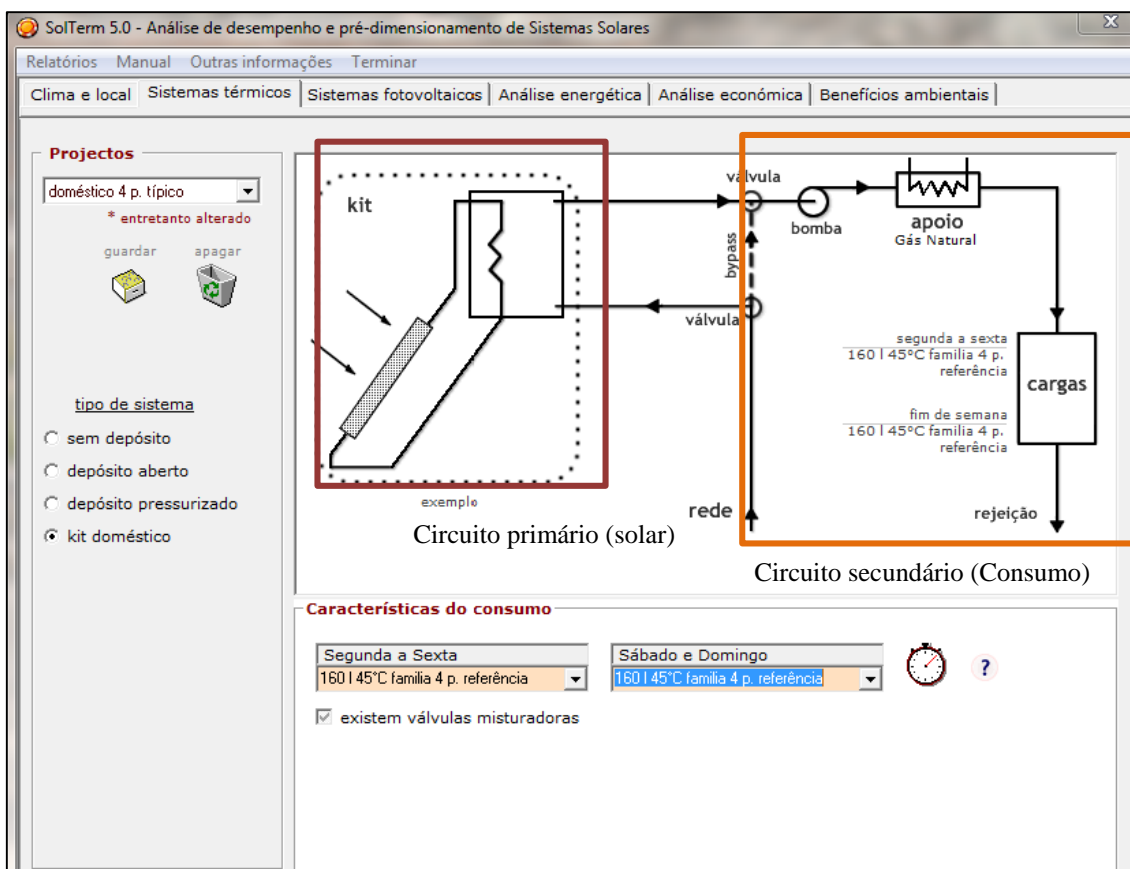


Figura 50 - Dimensionamento dos sistemas térmicos.

É aqui que se define o sistema solar térmico em si, fornecendo tanto informações gerais de configuração e controlo, como informações específicas sobre componentes, ligações, consumos e sistema de apoio.

Foi necessário criar um kit, pois o DS Compact Inox não existe na base de dados. As cargas são constantes ao longo da semana, sendo a habitação ocupado por 4 pessoas, como dito anteriormente.

O apoio externo escolhido foi um esquentador a gás natural com um funcionamento termostático. O gás natural possui um rendimento de queima de 75% e um poder calorífico inferior de 10,53 kWh/m³.

De referir que os sistemas solares incluem muitos mais componentes e interligações, como sensores de temperatura, válvulas, entre outros, contudo este *software* baseia-se essencialmente em balanços energéticos, não sendo necessário considerar todos os outros componentes para obter boas estimativas de desempenho térmico.

3. Sistemas fotovoltaicos

Como o sistema não apresenta qualquer projeto de sistemas fotovoltaicos adjacente, neste passo não é necessário fazer nada;

4. Análise energética

No separador da análise energética, são apresentados valores mensais e anuais relativamente a [37], ver figura 51:

- Radiação horizontal – corresponde à energia acumulada (mensal ou anual) da radiação solar global na horizontal à superfície, por unidade de área (kWh/m²). Sendo a radiação global a soma das componentes direta e difusa da radiação;
- Radiação inclinada – corresponde à energia acumulada (mensal ou anual) da radiação solar global à face dos coletores solares, por unidade de área (kWh/m²), portanto num plano inclinado;
- Desperdiçado – corresponde à energia acumulada (mensal ou anual) que o sistema solar recolhe mas tem de dissipar. O desperdício de energia recolhida surge quase sempre por se ultrapassarem limites de temperatura de armazenamento de água em situações em que o consumo é pequeno ou nulo. Este valor não deve ser confundido com as perdas térmicas em depósitos ou tubagens;

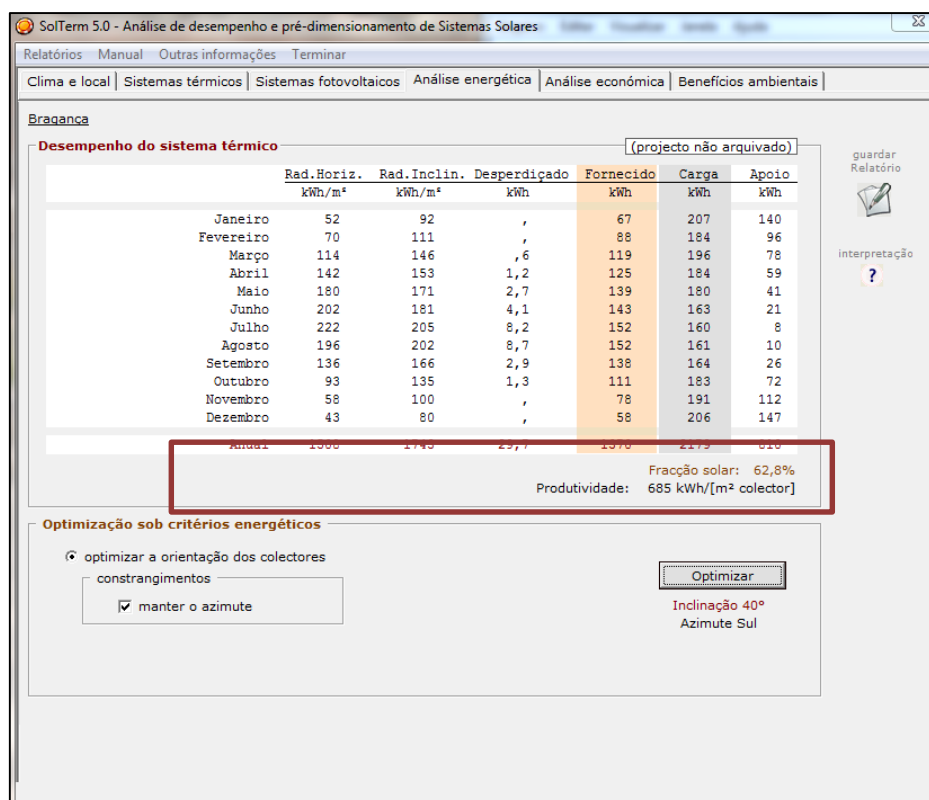


Figura 51 - Análise energética.

- Fornecido – corresponde à energia acumulada (mensal ou anual) que o sistema fornece para consumo. Este valor é designado por Esolar nos Regulamentos Energéticos para Edifícios, vd. Decreto-Lei no. 80/2006, de 4 de Abril;
- Carga – corresponde ao valor acumulado (mensal ou anual) da energia solicitada para consumo;
- Apoio – corresponde à energia acumulada (mensal ou anual) entregue para consumo pelo sistema de apoio para complementar a energia fornecida pelo sistema solar;
- Fração solar – corresponde à percentagem de energia útil para consumo a partir da radiação solar (trata-se da razão de “Fornecido”/”Carga” em valores anuais). Esta é a principal medida de avaliação de desempenho nos sistemas solares térmicos, sendo que se procura atingir uma fração anual entre 40% a 90%. Como a fração solar do sistema que estou a dimensionar dá 62,8%, é possível dizer que está dentro dos parâmetros;
- Produtividade – corresponde à energia de origem solar fornecida para consumo por unidade de área dos coletores (“Fornecido”/ “Área do painel”). Valores muito baixos, abaixo de 200 kWh/m², indicam de facto quase sempre um

dimensionamento incorreto; contudo valores elevados não são garantia de um bom dimensionamento. Neste caso a produtividade, também está dentro dos parâmetros, apresentando um valor de 685 kWh/(m² coletor)

Neste separador é possível realizar simulações de otimização automática do dimensionamento do sistema. Para isso são procuradas configurações que forneçam ao utilizador o máximo de energia solar, tendo como desperdício nenhuma ou pouca energia captada. Fazendo então a otimização do dimensionamento, apresentado na figura 52, temos que a fração solar e a produtividade quase que não aumentaram passando de 62,8 para 62,9% e de 685 para 686 kWh/(m² coletor), respetivamente.

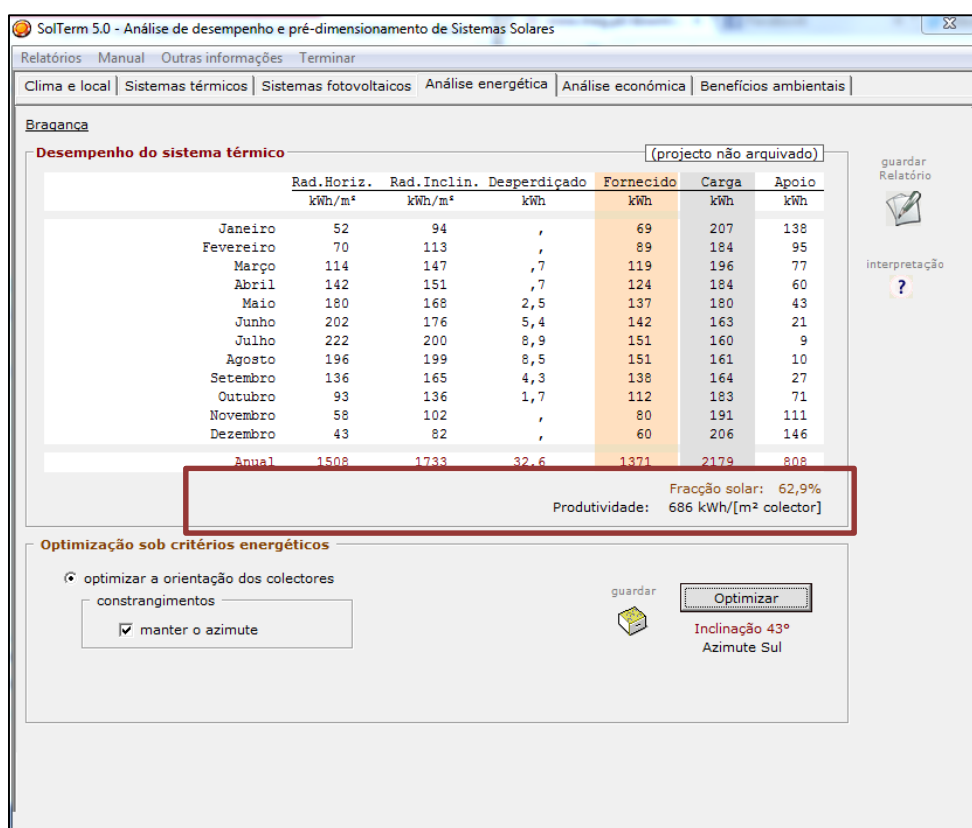


Figura 52 - Otimização do dimensionamento do sistema.

Após a otimização do sistema temos que o desperdício é ainda maior, tendo desperdiçado 32,6 kWh, enquanto que na situação anterior era de 29,7. Também os valores “Fornecido”, “Carga” e “Apoio” quase nada mudaram, podendo isto dever-se ao fato de os 40° a que o coletor se encontra dimensionado serem mais produtivos do que para os 43° escolhidos pelo *software*. No anexo N está apresentado na íntegra a análise energética para este sistema.

5. Análise económica

Dados técnico-económicos

Área do painel 1,9 m²

Preço do sistema solar: **2329 €**

Componente fixa 2000 €

Componente variável 173 €/m²

Incentivos: **0 €**

Componente fixa 0 €

Componente variável 0 €/m²

Vida útil do sistema solar 20 anos

Manutenção anual 1.0% do custo do sistema

Renovação de componentes 5.0% do custo do sistema

Valor residual 5.0% do custo do sistema

Preço do Gás Natural substituído 0.9 €/m³ (0,114 €/kWh)

Analisar interesse...

...versus uma aplicação financeira segura alternativa

...de contrair um empréstimo bancário

Cenário financeiro sobre 20 anos

Inflação 2.5 % ao ano

Deriva do preço da energia substituída 2,4% acima da inflação

Rendimento de aplicação segura alternativa 4,5% ao ano

Análise do investimento em termos financeiros

Sistema solar	Aplicação alternativa
Investimento inicial: -2329 €	Capital: -2329 €
Valor residual: 191 €	Restituição: 2329 €
Custos energéticos evitados: 5113 €	Rendimentos: 3287 €
Reinvestimentos: 1981 €	
Manutenção: -610 €	
Reparações: -153 €	
Saldo final: 4194 €	Saldo final: 5616 €
Recuperação do capital em 20 anos	
VAL: 231 €	VAL: 1099 €
Rentabilidade: 2,9 % ao ano	Rentabilidade: 4,5% ao ano

Avaliação: Investimento em energia solar compensador nestas condições

Figura 53 – Análise financeira do sistema.

Após a simulação energética, é possível realizar uma análise económica básica do projeto. Esta análise parte de um simples balanço de receitas e despesas para o caso da adoção de um sistema solar e para a situação alternativa em que se continua a comprar toda a energia, da forma convencional. Este balanço é feito para o tempo de vida útil do sistema solar.

Como o cliente dispõe de capital próprio, não necessitando de empréstimos, tem um investimento inicial grande de 2329 €, traduzindo-se depois em pequenos pagamentos anuais para a manutenção, substituição de peças, entre outros. O preço do gás natural foi considerado de 0,9 €/m³.

O valor acrescentado líquido (VAL) traduz o resultado final do investimento a preços atuais – em resumo, quanto se ganha por investir numa certa opção.

Como é possível verificar pela figura 49, o VAL é positivo, indicando que o investimento em energia solar é compensador para este cliente.

No anexo O é possível ver na íntegra a análise financeira para este sistema.

6. Benefícios ambientais

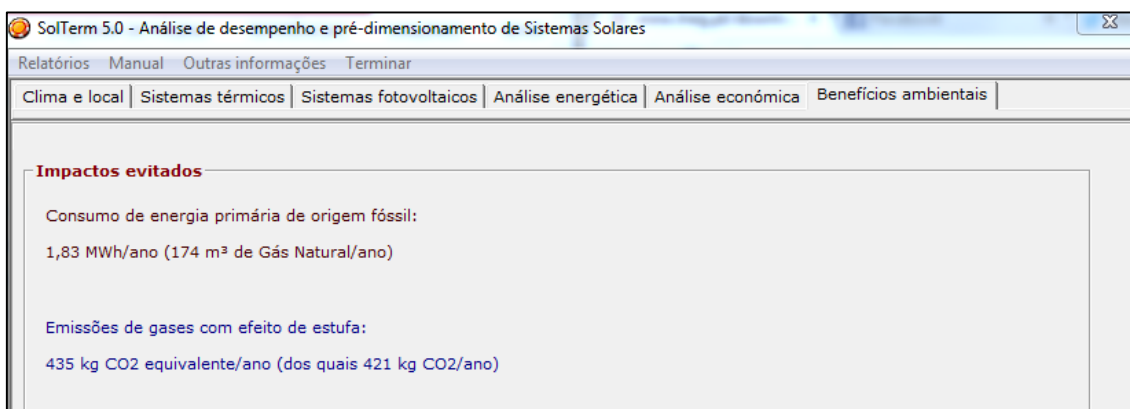


Figura 54 - Benefícios ambientais.

O consumo de energia primária de origem fóssil evitado corresponde a 1,83 MWh/ano e a 174 m³ de gás natural por ano.

As emissões de gases com efeito de estufas evitadas correspondem a 435 kg CO₂ equivalente por ano.

Como seria de esperar, este sistema é também muito vantajoso em termos de benefícios ambientais.

Instalação do sistema solar térmico

A instalação deste sistema de solar térmico com termossifão foi sempre seguida por mim, tendo sido uma mais-valia para a minha formação como engenheira, pois foi-me permitido adquirir uma complementaridade de conhecimentos, sentir as dificuldades que ocorrem ao longo da instalação e, posteriormente resolver essas dificuldades.

Antes de se iniciar a instalação é necessário ter em conta a acessibilidade do local, tanto para a instalação do sistema, como para a futura manutenção.

A instalação deste tipo de sistemas começou-se inicialmente pela montagem da estrutura do painel e do acumulador, certificando que estas são suficientes para suportar o peso dos equipamentos. De seguida, fixou-se a estrutura ao telhado, recorrendo a buchas químicas. Posteriormente, o coletor foi fixado na estrutura, bem como o acumulador. Nesta etapa é necessário ter alguns cuidados como: cobrir os coletores com algo, um cobertor por exemplo, para evitar tocar em peças com temperaturas elevadas; colocar o acumulador horizontalmente e por cima dos coletores solares, caso contrário, existirá o risco de, durante a noite, o líquido do sistema primário, que passa através dos coletores arrefecer o acumulador e o sistema não deve possuir ar no circuito solar.

Depois fez-se as ligações entre o coletor e o acumulador e efetuou-se a canalização de água fria e quente, intercalando válvulas de corte e antirretorno. Tendo a canalização toda feita, procedeu-se à colocação de material isolante em toda a tubagem, desde os coletores solares até ao local de consumo.

Encheu-se o sistema com o fluído térmico, ou seja, o anticongelante e a água, no circuito primário e alimentou-se o sistema aos sistemas de apoio, a resistência elétrica de 1,5kW e o esquentador a gás natural.

Por fim ligou-se o equipamento à terra e verificou-se o funcionamento do sistema.

É necessário dizer que este tipo de sistema devem possuir um sistema de apoio para o anticongelante, de modo a que, com o passar dos anos, o anticongelante não vá desaparecendo, podendo o fluído térmico começar a ser só constituído por água, o que quando as temperaturas forem baixas, dá-se o risco da água congelar, expandindo o sistema, podendo levar à rutura do mesmo.

7.3.4. Projeto de sistema de biomassa

Durante a realização do estágio tive a oportunidade de seguir a instalação dos dois tipos de caldeiras. Contudo, escolhi falar das caldeiras a água, pois apresentam uma complexidade maior em termos de equipamentos, e conseqüentemente de instalação.

Nas caldeiras a ar, o seu dimensionamento faz-se multiplicando o valor do volume (área × pé direito) pelas necessidades de calor, que estão apresentadas na tabela 13, e por uma percentagem de perdas <20%, dependendo do tipo de isolamento da área.

Tabela 13 - Necessidades de calor.

Necessidades de calor (W/m³)	
Bem isolado	15
Isolamento normal	20
Isolamento fraco	30
Isolamento muito fraco	35
Sem isolamento	50

Neste tipo de caldeiras a instalação é fácil de se realizar, visto só se necessitar da caldeira e dos tubos para a chaminé.

Para as caldeiras a água o processo de dimensionamento é igual. A localização da moradia para onde foi dimensionada a caldeira a água, utilizando como combustível os *pellets*, situa-se no distrito de Vila Real, possui uma área de 187 m² e possui 2 pisos.

Na empresa, para o dimensionamento da potência da caldeira recorre-se à ferramenta Excel, pois já existe uma folha de Excel com todos os cálculos necessários para o dimensionamento. Contudo, fiz também o dimensionamento utilizando o programa RETscreen, para fazer a análise ambiental e financeira.

7.3.4.1. Dimensionamento utilizando o Excel

Inicialmente é calculado o número dos elementos de radiador necessários para cada compartimento. Sabendo a área e o pé direito é então calculado o volume de cada compartimento.

Tendo como ponto de partida os valores da tabela 12 são então calculados os valores da potência térmica de cada compartimento e depois somados para obter assim o valor da potência total necessária para a caldeira suprimir todas as necessidades energéticas. A este valor ainda se considera uma percentagem de perdas <20%, dependendo dos casos.

A potência térmica total obtida foi de aproximadamente 17 kW, sendo que a caldeira escolhida foi a Domusa Bioclass 25 kW, com um reservatório de reserva S (300L).

Esta caldeira apresenta várias vantagens, como por exemplo, permite reduzir os custos de exploração permitindo um período de amortização muito reduzido e esse deve-se a três fatores: eficiência – esta caldeira permite reduzir de forma notável a temperatura dos gases da combustão, obtendo assim os melhores rendimentos do mercado na sua categoria; modulação – esta caldeira permite funcionar num regime de potência reduzido, o que traduz em grandes poupanças no consumo; e combustível económico – a biomassa é produzida nacionalmente e não está sujeitas às fortes cargas fiscais como os combustíveis fósseis [38]. As características técnicas da caldeira estão apresentadas na tabela 14.

Para além da caldeira de biomassa instalada para um sistema de aquecimento central é necessário um vaso de expansão de 35L de aquecimento e o respetivo suporte, um grupo de enchimento com manómetro, um cronotermostato sem fios, os respetivos elementos para a chaminé e a tubagem, sendo o cobre o elemento utilizado e um termoacumulador da marca Zantia.

Tabela 14 - Características técnicas da Caldeira a Pellets.

Características Técnicas Caldeira a Pellets	
Potência nominal	25 kW
Rendimento à potência nominal	93,1 %
CO a potência máxima (10% de O ₂)	19 mg/m ³
Classificação (segundo EN 303-5)	Classe 3
Pressão Máxima de Funcionamento	3 bar
Temperatura Máxima de Funcionamento	95°C
Volume da câmara de água	73 L
Diâmetro saída de fumos	150 mm
Dimensões da caldeira	1.281x651x788 mm
Dimensões do depósito	800x1.375x686

7.3.4.2. Dimensionamento utilizando o programa RETScreen

Para dimensionar a caldeira através deste *software* é necessário seguir os seguintes passos.

1. Iniciar

Neste primeiro passo, o passo Iniciar, é necessário fornecer os dados básicos, como o local, qual o tipo de instalação, entre outros, figura 55.

2. Carga e rede

No segundo passo, Carga e Rede, é necessário fornecer a área da habitação, bem como o sistema convencional de referência para comparar com o sistema pretendido. Neste caso o sistema convencional escolhido foi o aquecimento recorrendo à eletricidade, sendo que esta para uma potência instalada inferior a 6,9 kVA tem o preço de 0,1686 €/kWh [39]. A necessidade total de aquecimento obtida corresponde a 24 MWh e uma carga total para aquecimento de ponta de 9,4 kW. Recorrendo ao sistema convencional seria necessário arcar com um custo de 4.072€ por ano, figura 56.

Necessário dizer que para o cálculo do caso de referência o preço utilizado excluí todas as taxas que advêm com o uso da eletricidade, como é o caso da taxa audiovisual, taxa da potência, entre outras.

RETScreen[®] International
www.retscreen.net

Software de Análise de Projetos de Energia Limpa

Informação sobre o projeto [Ver banco de Dados do projeto](#)

Nome do Projeto:
 Localização do Projeto:
 Preparado para:
 Preparado por:
 Tipo de projeto:
 Tecnologia:
 Tipo de análise:
 Poder calorífico de referência:
 Ver parâmetros:
 Idioma:
 Manual do usuário:
 Moeda:
 Unidades:

Condições de Referência do site [Selecionar local de dados climáticos](#)

Localização dos dados climáticos:
 Mostrar dado:

	Localização dos dados climáticos	Localização do Projeto
Latitude	N 41,8	41,8
Longitude	WE -6,7	-6,7
Elevação	m 692	692
Temperatura para projeto de aquecimento	°C -2,4	
Temperatura para projeto de refrigeração	°C 31,8	
Amplitude da Temperatura do Solo	°C 20,9	

Mês	Temperatura do Ar	Humidade relativa	Radiação solar diária - horizontal	Pressão Atmosférica	Velocidade do Vento	Temperatura do Solo	Graus-dia mensal p/ aquecimento	Refrigeração graus-dias
	°C	%	kWh/m ² d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Janeiro	4,5	85,1%	1,70	94,1	2,6	3,8	419	0
Fevereiro	5,9	77,0%	2,53	93,8	3,2	5,2	339	0
Março	8,0	66,6%	3,99	93,8	3,3	9,2	310	0
Abril	10,0	58,2%	5,15	93,5	3,3	12,4	240	0
Mai	13,4	57,3%	6,28	93,5	3,2	18,3	143	105
Junho	17,7	55,7%	7,14	93,6	2,9	24,5	9	231
Julho	21,1	54,1%	7,57	93,6	2,9	27,3	0	344
Agosto	20,8	53,8%	6,61	93,5	2,9	26,0	0	336
Setembro	18,3	61,6%	4,96	93,7	2,5	21,0	0	249
Outubro	13,1	76,2%	3,05	93,8	2,4	14,1	152	96
Novembro	8,0	83,4%	2,00	93,9	2,5	8,1	300	0
Dezembro	5,0	86,0%	1,40	94,1	2,6	5,0	403	0
Anual								
Medido a	m							

[Completar planilha de Carga e Rede](#)

RETScreen4 2011-09-01 © Minister of Natural Resources Canada 1997-2011. NRCCan/CanmetENERGY

Figura 55 – Iniciar.

Projeto do Sistema de Aquecimento		Unidade
Sistema de Aquecimento para caso de referência		Prédio individual - aquecimento ambiente
Área de piso aquecido para o prédio	m ²	187
Tipo de Combustível	%	Eletricidade
Eficiência Sazonal	%	100%
Cálculo carga p/ aquecimento	W/m ²	50,0
Carga p/ aquecimento do prédio	%	20%
Demanda base calor p/ rede água quente	MWh	24
Demanda total p/ aquecimento	kW	9,4
Carga total p/ aquecimento de ponta	MWh	24
Consumo de combustível - anual	€/kWh	0,169
Preço do combustível	€	4.072
Custo do combustível		
Ações de eficiência energética do caso proposto		
Ações de eficiência energética no uso final	%	0%
Carga líquida de aquecimento de ponta	kW	9,4
Demanda líquida de aquecimento	MWh	24

Figura 56 – Carga e Rede.

3. Modelo energético

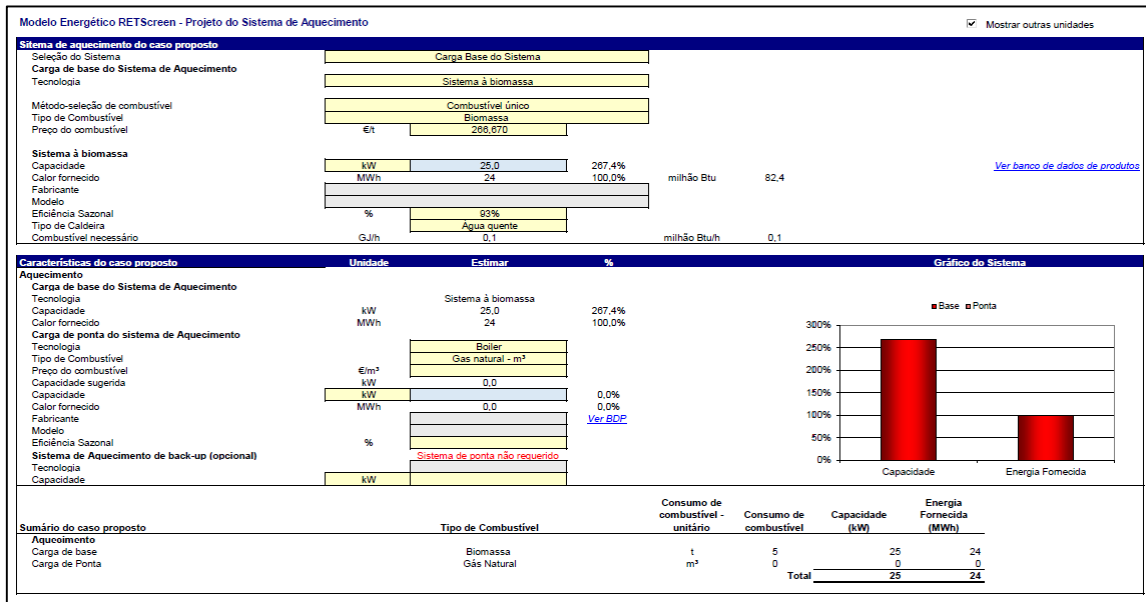


Figura 57 - Modelo energético.

Neste passo é necessário descrever o sistema pretendido, ou seja, escolher a biomassa como combustível e colocar o preço do combustível, ou seja, dos *pellets*, por tonelada. Na empresa, cada saco de 15 kg custa 4€ sendo que uma tonelada custa 266,67€. Através deste *software* vê-se que a potência requerida para a caldeira seria menor que aquela escolhida através dos cálculos no *Excel*, contudo eu vou escolher a mesma caldeira, Bioclass 25 kW, para ser possível uma comparação entre os dois métodos.

4. Análise de custo

Na análise de custos considerei o custo da caldeira que é 4901,55€, sendo que o preço ao kW é de 196,06€, o custo operação e manutenção anual de 100€. Para satisfazer as necessidades da caldeira durante um ano será necessário comprar 5 toneladas de *pellets* prefazendo um total de custos de 1352€. Como se pode verificar este valor é muito menor que os 4072€ que seriam necessários caso o sistema fosse a eletricidade.

Análise de Custos RETScreen - Projeto do Sistema de Aquecimento					
Opções					
<input checked="" type="radio"/> Método 1	<input checked="" type="radio"/> Notas/faixa				
<input type="radio"/> Método 2	<input type="radio"/> Segunda moeda	Notas/faixa		Nenhum	
<input type="radio"/>	<input type="radio"/> Alocação de custo				
Custos iniciais (créditos)					
	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	Custos relativos
Estudo de viabilidade					
Estudo de viabilidade	custo	1	€ -	€ -	-
Subtotal					0,0%
Desenvolvimento					
Desenvolvimento	custo	1	€ -	€ -	-
Subtotal					0,0%
Engenharia					
Engenharia	custo	1	€ -	€ -	-
Subtotal					0,0%
Sistema de Aquecimento					
Carga de base - Sistema à biomassa	kW	25,0	€ 198	€ 4.902	
Ações de Eficiência energética	projeto	0	€ -	€ -	-
Definido pelo usuário	custo		€ -	€ -	-
Subtotal				€ 4.902	100,0%
Balanco do sistema e misc.					
Peças de reposição	%	0,0%	€ -	€ -	-
Transporte	projeto	1	€ -	€ -	-
Treinamento & Commissionamento	p-d		€ -	€ -	-
Definido pelo usuário	custo		€ -	€ -	-
Contingências	%		€ 4.902	€ -	-
Juros durante a construção	%	5 mes(es)	€ 4.902	€ -	-
Subtotal				€ -	0,0%
Total de custos de investimento				€ 4.902	100,0%
Custo anual (créditos)					
	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	
O&M					
Peças e mão de obra	projeto	1	€ 100	€ 100	
Definido pelo usuário	custo		€ -	€ -	-
Contingências	%	1,0%	€ 100	€ 1	
Subtotal				€ 101	
Custo combustível - caso proposto					
Biomassa	t	5	€ 266,670	€ 1.352	
Subtotal				€ 1.352	
Economia anual					
	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	
Custo combustível - caso de referência					
Eleticidade	MWh	24	€ 168,500	€ 4.072	
Subtotal				€ 4.072	
Custos periódicos (créditos)					
	Unidade	Ano	Custo unitário	Quantidade	
Definido pelo usuário	custo		€ -	€ -	-
Valor residual do projeto	custo		€ -	€ -	-

Figura 58 - Análise de custo.

5. Análise da redução de emissões

Utilizando o sistema convencional, sendo o consumo de combustível de 24 MWh seriam emitidos 10,4 tonCO_{2eq} de GEE. Enquanto que com o sistemas de biomassa serão emitidos 0,2 tonCO_{2eq} de GEE.

Assim, há uma redução anual líquida de emissões de GEE de 10,3 tonCO_{2eq}, como podemos verificar pela figura 59.

6. Análise Financeira

No passo da análise financeira foi considerado que o reajuste do custo do combustível é de 5% ao e a taxa de inflação é também de 5% ao ano, apresentando uma taxa de desconto de 10% e estimando que o projeto tenha uma vida útil de 25 anos.

Atualmente não existem incentivos nem subsídios para a integração de sistemas à biomassa em habitações, mas o cliente não necessitou de realizar nenhum empréstimo para a realização da instalação.

Este sistema permite uma redução de GEE, considerando os 25 anos de vida útil de 257 tonCO_{2eq}, comparando com o sistema convencional. Possui ainda um retorno simples ao fim de 1,9 anos e um retorno do capital próprio ao fim de 1,7 anos, figura 60.

As duas formas de dimensionamento dão resultados diferentes, apesar de eu ter continuado na mesma linha, utilizando a mesma caldeira. No dimensionamento recorrendo ao Excel, a potência requerida é maior. Isto deve-se talvez ao fato de neste tipo de cálculo se considerar mais perdas, que no *software* RETScreen.

Como optei pela utilização da mesma caldeira é possível verificar quais os consumos comparativamente a uma sistema utilizando eletricidade, por exemplo. Para além dos consumos ainda é possível verificar qual a percentagem de tonCO_{2eq} evitado optando por este sistema de cariz renovável.

Análise da Redução das Emissões RETScreen - Projeto do Sistema de Aquecimento

Análise de Emissões

Método 1
 Método 2
 Método 3

Sistema elétrico de referência (Baseline)

País - região	Tipo de Combustível	Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D	Fator de emissão de GEE
		tCO ₂ /MWh	%	tCO ₂ /MWh
Portugal	Todos os tipos	0,419	3,0%	0,432

Mudanças na linha de base durante projeto

Sumário dos GEE do caso de referênci(Baseline)

Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível		Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂	
Eletricidade	100,0%	24	0,432	10,4	
Total	100,0%	24	0,432	10,4	

Sumário GEE do caso proposto (Projeto do Sistema de Aquecimento)

Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível		Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂	
Biomassa	100,0%	26	0,007	0,2	
Total	100,0%	26	0,007	0,2	

Sumário da redução de emissões dos GEE

Projeto do Sistema de Aquecimento	Emissões GEE		Redução anual bruta de emissões de GEE tCO ₂	Custo de transação dos créditos de GEE %	Redução anual líquida de emissões de GEE tCO ₂
	Caso de referência tCO ₂	Emissões de GEE Caso Proposto tCO ₂			
	10,4	0,2	10,3		10,3

Redução anual líquida de emissões de GEE: 10,3 tCO₂ é equivalente a 1,9 Carros e camionetes não utilizados

Figura 59 - Análise da redução de emissões.

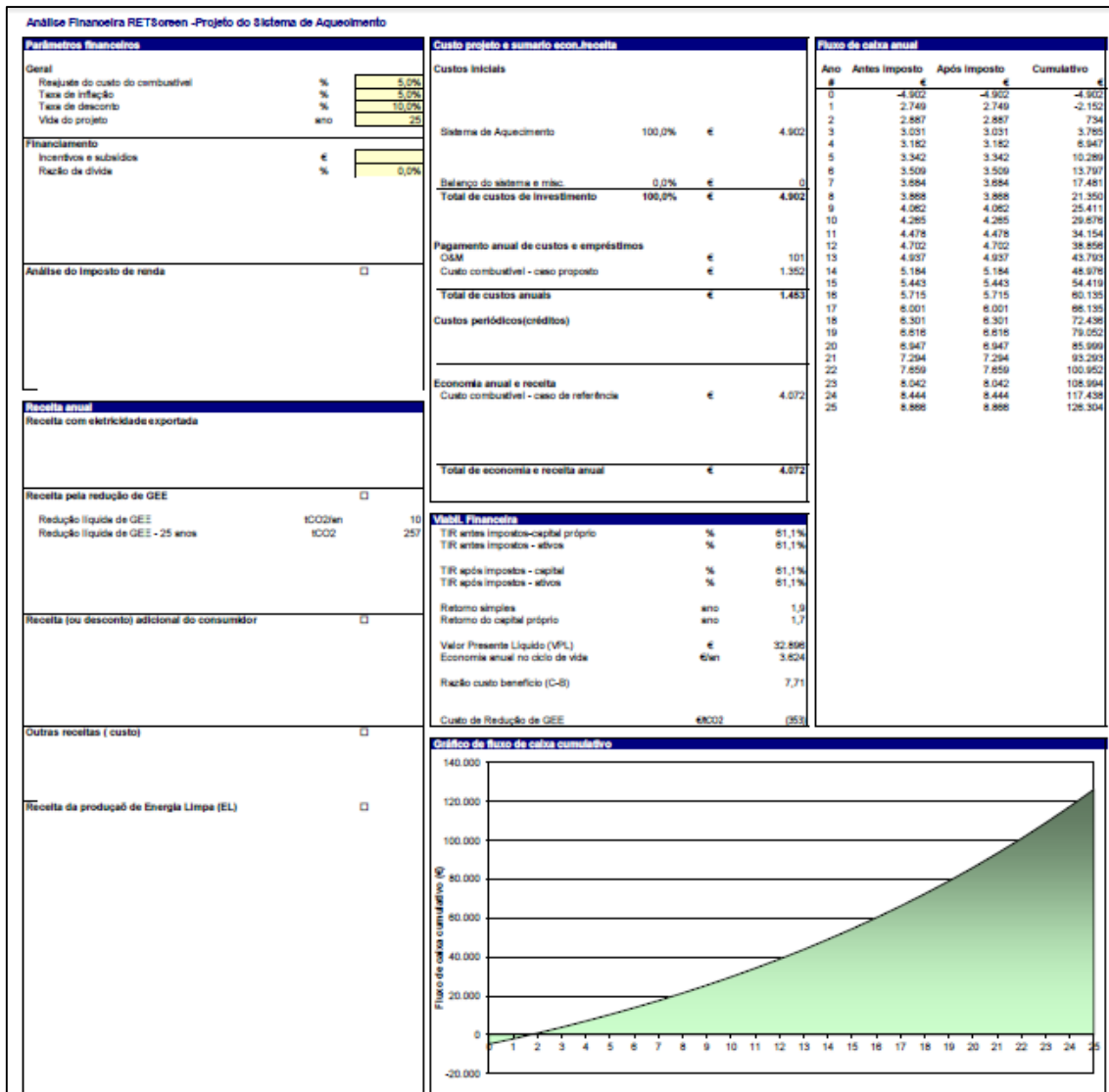


Figura 60 - Análise financeira.

Instalação do sistema de biomassa

Toda a instalação deste sistema foi supervisionada por mim. Inicialmente colocou-se a caldeira no local apropriado e foi escolhida a lateral onde se ia colocar o depósito de reserva. O depósito de reserva pode ser colocado à esquerda ou à direita da caldeira, sendo necessário cortar o lado pretendido, como é possível ver na figura 61. No lado oposto foi colocado uma chapa no buraco onde seria possível a ligação entre a caldeira e o depósito de reserva.

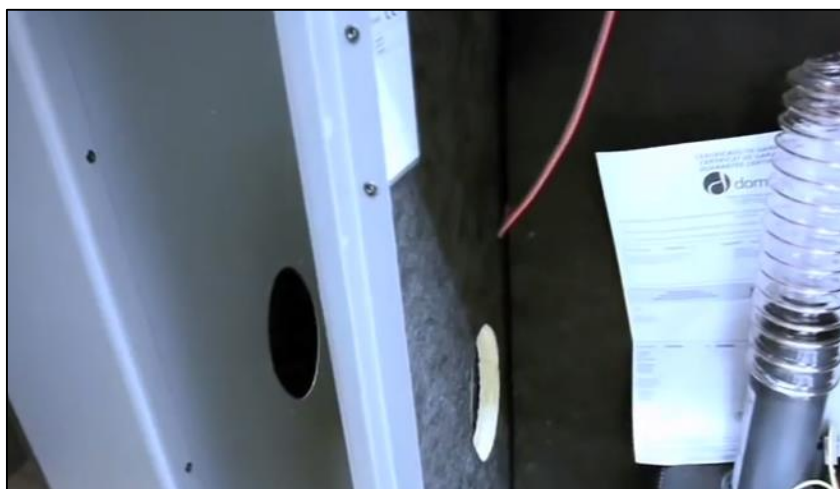


Figura 61 – Corte na lateral pretendida da caldeira.

De seguida, procedeu-se à instalação do sem-fim, como é possível visualizar na figura 62. Esta é responsável por conduzir os *pellets* para o braseiro.



Figura 62 - Instalação da broca sem-fim.

Depois, montou-se o kit hidráulico, constituído por bomba circuladora, válvula de segurança, válvula de 3 vias, vaso de expansão, entre outros. Posteriormente, foi colocada a tubagem necessária para a colocação da chaminé.

Na figura 63 são apresentadas algumas fotos relativamente à instalação.



Figura 63 - Vários componentes da instalação da caldeira.

Na figura 64 é possível ver o aspeto final da instalação.



Figura 64 - Aspeto final da instalação concluída da caldeira.

7.3.5. Outras atividades realizadas

Para além da realização de projetos, ainda participei em duas exposições realizadas pela empresa.

A primeira exposição decorreu nos dias 8 e 9 de maio de 2014 no Jardim António José de Almeida em Bragança. A denominada IV Feira de Emprego, Educação e Solidariedade foi organizada pelo Contrato Local de Desenvolvimento Social do Centro Social e Paroquial dos Santos Mártires e pela Câmara Municipal de Bragança.

A figura 64 apresenta o espaço que tínhamos para exposição. Esta era composta por dois kits de sistemas autónomos de bombagem, tendo também um computador com vídeos relacionados com o funcionamento das várias atividades do mercado da empresa, como os sistemas fotovoltaicos, sistemas térmicos, sistemas de biomassa, ar condicionados, piso radiante, entre outros. Para além disso, fiz também uma compilação das várias fotos de obras realizadas na empresa criando um vídeo para passar também na exposição.



Figura 65 - Apresentação do espaço para exposição na IV Feira de Emprego, Educação e Solidariedade.

A segunda exposição decorreu de 30 de maio a 1 de junho de 2014, no pavilhão do NERBA – Associação Empresarial de Bragança, na 3ª Edição da Expo Trás-os-Montes. Na figura 65 é possível ver a apresentação do espaço que tínhamos para a exposição. Esta era composta por várias salamandras a *pellets*, tanto para aquecimento central, como para aquecimento ambiente, por uma caldeira a lenha, por um kit de sistemas de bombagem e ainda por uma lâmpada LED que tinha como fornecimento uma bateria.



Figura 66 – Apresentação do espaço para exposição na 3ª Edição da Expo Trás-os-Montes.

Estas exposições foram importantes para a minha formação enquanto engenheira, pois tive um contato direto com clientes menos informados nesta área, sendo que muitos deles, principalmente na primeira exposição, não sabiam o propósito dos produtos expostos e eu expliquei e aconselhei-lhes quais os melhores produtos para a situação de cada um deles.

Conclusão

O estágio realizado na empresa APJ-Energy foi sem dúvida compensador a todos os níveis, tanto a nível pessoal como profissional. Com a realização deste estágio foi possível pôr em prática todos os conhecimentos adquiridos ao longo do mestrado Energias Renováveis e Eficiência Energética e ainda obter experiência no contexto laboral, ficando com uma perceção de como será o futuro profissional.

Durante a realização do estágio foi possível a realização de vários orçamentos e a posterior instalação dos diversos sistemas referidos atrás. Não foi possível falar de todos, escolhendo assim, um projeto para cada tipo de sistema.

Quanto aos sistemas fotovoltaicos, optei por falar de um sistema fixo, realizado em Carção, Bragança. Para este projeto foi necessário realizar o orçamento e, depois da resposta positiva do cliente, proceder à instalação do mesmo. Realizei ainda um estudo de viabilidade económica que permitiu calcular o tempo de retorno desse sistema.

Relativamente aos sistemas isolados, decidi falar de um sistema isolado para produção de energia para a iluminação do local e de um sistema de bombagem, que são os sistemas que atualmente têm mais mercado na empresa.

Nos sistemas térmicos optei por falar de uma sistema do tipo termossifão, pois são o tipo de sistema térmico que os clientes mais preferem, devido ao baixo custo relativamente a um sistema de circulação forçada. Para este projeto utilizei o *software* SOLTerm, para assim obter, a análise energética, financeira e ambiental.

Para os sistemas de biomassa, falei de um projeto realizado em Vila Real, com uma caldeira para aquecimento central. Para estes sistemas utilizei o *software* RETScreen, obtendo a análise financeira e da redução de emissões para o projeto.

Em suma, todos os objetivos pretendidos com a realização do estágio foram cumpridas, tendo ainda adquirido competências no relacionamento entre as empresas e os seus clientes. Para além disso, o ambiente na empresa foi bastante agradável, existindo uma boa relação de camaradagem entre todos os colaboradores.

Bibliografia

1. SOLTRAIN, *Thermal Use of Solar Energy*. 2009: Áustria.
2. [citado em 2014, 3 de Junho]; Disponível a partir de: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>.
3. Soares, Orlando; *Sebenta de Tecnologias de Energias Solar*.
4. Pereira, Filipe e Oliveira, Manuel; *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaico*, 2011.
5. Greenpeace, *Solar Generation 6 - Solar Photovoltaic Electricity Empowering The World*. 2011, European Photovoltaic Industry Association.
6. Leite, Vicente; *Sebenta - Sistemas Fotovoltaicos*, 2013.
7. ArchiExpo. [citado em 2014, 4 de Junho]; Disponível a partir de: <http://www.archiexpo.es/prod/jinko-solar/celulas-fotovoltaicas-monocristalinas-68245-567537.html>
8. DirectIndustry. [citado em 2014, 4 de Junho]; Disponível a partir de: <http://www.directindustry.es/prod/sunways/celdas-solares-fotovoltaicas-policristalinas-54794-1244757.html>
9. Benito, Tomás; *Práticas de Energia Solar Fotovoltaica*, 2007.
10. EcoHabitar. [citado em 2014, 4 de Junho]; Disponível a partir de: <http://ecohabitararquitectura.com.br/blog/pelicula-fina-energia-solar-para-todos-ii/>.
11. Galdinho, Marco e Pinho, João; *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, CEPEL-CRESESB, 2014.
12. Sombreamento, [citado em 2014, 6 de Junho] Disponível a partir de: <http://filipefs.weebly.com/tecnologia-fv.html>.
13. Roriz, Luís; Rosendo, João; Lourenço, Fernando e Calhau, Kathrin; *Energia Solar em Edifícios* 1ª ed. 2010.
14. [citado em 2014, 6 de Junho]; Disponível a partir de: <http://www.altogagreen.com/sf/if/pt/solar/sistema.htm>.
15. APJ-Energy, [citado em 2014, 6 de Junho]; Disponível a partir de: http://apj.pt/prod_bombasolar.html.
16. Renováveis na Hora, Disponível a partir de: <http://www.renovaveisnahora.pt/web/srm>.

17. *Despacho DGEG de 26 de Dezembro de 2013 - Microprodução*, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
18. *Decreto-Lei n.º25/2013*. 19 de Fevereiro de 2013, Ministério da Economia e do Emprego.
19. *Despacho DGEG de 26 de Dezembro de 2013 - Miniprodução*, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
20. Tecsol24h. [citado em 2014, 6 de Junho]; Disponível a partir de: http://www.tecsol24h.net/index.php?option=com_content&view=article&id=90:balance-neto-kits-fotovoltaicos&catid=17:energia-solar&Itemid=3.
21. Mesquita, Paulo; *Sebenta de Sistemas Solares Térmicos*, 2013.
22. [citado em 2014, 10 de Junho]; Disponível a partir de: http://www.thermosolar.sk/stara_stranka/aa-braz.htm.
23. ALTENER, *Energia Solar Térmica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação* 2004, Portal-Energia.
24. [citado em 2014, 10 de Junho]; Disponível a partir de: <http://portuguese.alibaba.com/product-gs/heat-pipe-vacuum-tube-solar-hot-water-collector-581874522.html>.
25. *Projectistas de Sistemas de Energia Solar Térmica*. Instituto de Soldadura e Qualidade.
26. Benito, Tomás; *Práticas de Energia Solar Térmica*, 2009.
27. APJ-Energy, [citado em 2014, 12 de Junho]; Disponível a partir de: <http://apj.pt/termossifao.html>.
28. *Decreto-Lei n.º 118/2013 Anotado* 2013, Ministério da Economia e do Emprego.
29. Rossilo-Calle, Frank; Groot, Peter; Hemstock, Sarah and Woods, Jeremy; *The Biomass Assessment Handbook - Bioenergy for a Sustainable Environment*, Earthscan, 2007: Londres.
30. [citado em 2014, 9 de Junho]; Disponível a partir de: http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=1&ID_area=2&ID_sub_area=2.
31. Ciolkosz, Daniel; *Manufacturing Fuel Pellets from Biomass*, 2009, The Pennsylvania State University.
32. Pinewells [citado em 2014, 12 de Junho] Disponível a partir de: <http://www.pinewells.com/produtos.aspx?pid=3&cid=12>.

33. Comissão de Agricultura e Mar; *Grupo de Trabalho da Biomassa*, 2013, Assembleia da República.
34. [citado em 2014, 13 de Junho]; Disponível a partir de: <http://www.anpeb.pt/#!usos-pellets/cllt>.
35. [citado em 2014, 13 de Junho]; Disponível a partir de: <http://2.bp.blogspot.com/-DsHD5QMrrBE/UjXOTUa9UII/AAAAAAAAAM3A/u-hBkc1LVyM/s1600/caldeira+ch%C3%A3o+com+aquecimento+central+por+radiadores.jpg>.
36. Domusa; *DS Compact Inox*.
37. Aguiar, Ricardo e Carvalho, Maria; *Manual de Instalação e Utilização do software SOLTerm*, I.P. Laboratório Nacional de Energia e Geologia, 2012.
38. Domusa; *Caldera a Pellets*.
39. *Preços de Referência no Mercado Liberalizado de Energia Elétrica e Gás Natural em Portugal Continental*. 2014.

Anexo A – Datasheet do módulo fotovoltaico AXITEC 245



AXIpower

60 cell/polycrystalline photovoltaic modules

High performance photovoltaic modules



- 12 Years** 12 years manufacturer's warranty
Two more years than industry standard
- +** Positive power tolerance from 0-5 Wp
Higher guaranteed yield
- 100PSF** Snow load of up to 113 psf
Stable module for a long life in extreme conditions
- 100%** 100 % electroluminescence inspection
Micro crack and hotspot free modules
- Soft Grip** Axitec-Soft-Grip-Seam aluminum frame
Higher stability and easier handling
- IP67** High quality junction box and connector system for a longer life time



Exclusive linear AXITEC high performance guarantee!

- 15 years manufacturer's guarantee on 90 % of the nominal performance
- 25 years manufacturer's guarantee on 85 % of the nominal performance
- Warrants around 6 % more than the market standard



AXIpower

AC-240P/156-60S
 AC-245P/156-60S
 AC-250P/156-60S
 AC-255P/156-60S

Distributed by:

www.axitecsolar.com

AXITEC[®]
 high quality german solar company



Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1.5 at a cell temperature of 25° C)

Type	Nominal output P _{mp}	Nominal voltage U _{mp}	Nominal current I _{mp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	Module conversion efficiency
AC-240P/156-60S	240 Wp	30.54 V	7.87 A	8.48 A	37.26 V	14.75 %
AC-245P/156-60S	245 Wp	30.91 V	7.93 A	8.57 A	37.46 V	15.06 %
AC-250P/156-60S	250 Wp	31.46 V	7.96 A	8.65 A	37.90 V	15.37 %
AC-255P/156-60S	255 Wp	31.96 V	8.10 A	8.70 A	38.20 V	15.67 %

Design

Frontside	0.13 inch (3,2 mm) hardened, low-reflection white glass
Cells	60 polycrystalline high efficiency cells 6 inch (156 x 156 mm)
Backside	Composite film
Frame	1.57 inch (40 mm) silver anodized aluminium frame

Mechanical data

L x W x H	64.57 x 39.06 x 1.57 inch (1640 x 992 x 40 mm)
Weight	42,99 lbs (19,5 kg) with frame

Power connection

Socket	Protection Class IP65 (3 bypass diodes)
Wire	43.3 inch, AWG 11
Plug-in system	Plugsocket IP67

Limit values

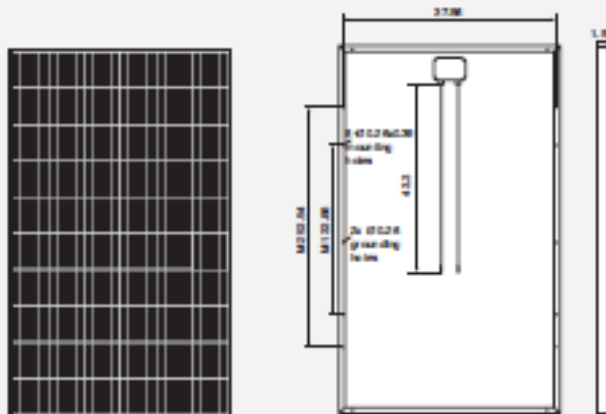
System voltage	1000 VDC (UL) 1000 VDC (IEC)
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Max. load-carrying capacity	113 PSF
Reverse current feed (I)	15.0 A

(No external voltages greater than Vo may be applied to the module)

* NOCT, Irradiance 800 W/m², AM 1.5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

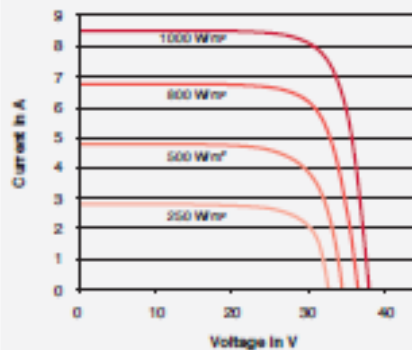
Temperature coefficients

Voltage U _{oc}	-0.33 %/K
Current I _{sc}	0.06 %/K
Output P _{mp}	-0.44 %/K



All dimensions in inch

I-U characteristic curve at 1000-800-500-250 W/m²



Example for AC-245P/156-60S

The measurement tolerance are +/-2%

Technical data are subject to change without prior notice, errors excepted.

Anexo B – Datasheet do inversor Kostal Piko 5.5

Overview Technical Data

	PIKO 4.2	PIKO 5.5	PIKO 7.0 ¹	PIKO 8.3 ¹	PIKO 10.1 ¹
Input side (DC)					
Number of DC Inputs /of MPP trackers	2/2	3/3	2/2	2/2	3/3
Max. recommended DC power	5-10% above rated AC output ²				
Max. DC input voltage (open circuit voltage)	950V				
Min. DC input voltage	180V				
Max. DC input current	9A/13A ³	9A	12,5A/25A ³		
Max. DC input current with parallel connection	13A	–	25A		
Output side (AC)					
Number of feed-in phases	3				
AC grid voltage	3/N/PE, AC, 230/400V				
Max. AC output current	6,1A	8A	10,2A	12A	14,5A
Short-circuit current	10,2A		21A		
Rated AC output (cosφ = 1)	4.200W (UK: 4.000W, PT1: 3.680W, PT2: 3.450W)	5.500W (ES: 5.000W, PT: 5.000W)	7.000W	8.300W	10.000W
Max. AC apparent power (cosφ, adj)	4.200VA	5.500VA	7.000VA	8.300VA	10.000VA
Max. efficiency	96,5%	96,2%	97,0%	97,0%	97,0%
European-standard efficiency	95,4%	95,7%	96,3%	96,3%	96,4%
Rated frequency	50Hz				
Self-consumption at night	Inverter < 1W, Communicationboard < 1,7W				
Protection class	I				
Overvoltage category	DC: II/AC: III				
Galvanic Isolation	Transformerless				
Setting range of the power factor cosφ _{adj}	0,9 capacitive ... 1 ... 0,9 inductive				
Type of grid monitoring	According to the countries' certificates				
Reverse polarity protection	Short circuit diode at DC side				
Personal protection	RCCB Type B 30mA				
Operational conditions, Ingress protection according to IEC 60529	Interior + exterior, IP55				
Ambient temperature	-20° ... 60°C				
Max. humidity	0 ... 95%				
Type of cooling	Regulated ventilation				
Communications Interfaces	Ethernet RJ45 (2x with Communicationboard 2, Incl. Integrated switch), RS485, SD, 4x analogue inputs				
Max. sound	< 33 dB(A)		Ventilator 25% -> 33 dB(A) Ventilator 50% -> 41 dB(A) Ventilator 75 ... 100% -> 46 dB(A)		
Connection technology at input side	MC 4				
Connection technology at output side	Spring-loaded terminal strip				
Dimensions (W x D x H)	420 x 211 x 350 mm		520 x 230 x 450 mm		
Weight	20,5kg	21,1kg	33kg	33kg	34kg
Disconnection device	Integrated electronic circuit breaker				
Warranty	5 years (optional 10/20 years)				

¹ This inverter is available in two versions: With or without arc detection

² depending on ambient temperature and solar radiation

³ with parallel connection of two MPP trackers

Inverter PIKO 4.2 | 5.5

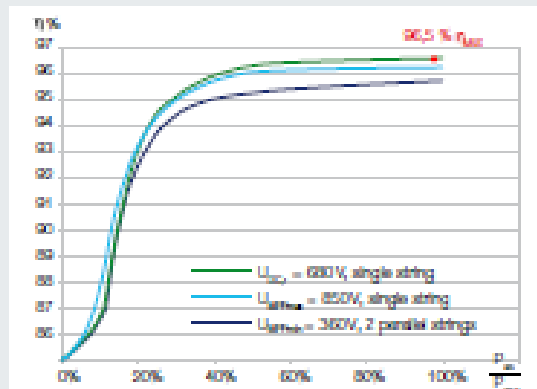
- Three-phase feed-in
- Transformerless topology
- Extension of the input current range possible (PIKO 4.2)
- Three independent MPP trackers (PIKO 5.5)
- Integrated circuit contact for self-consumption control
- Integrated electronic DC circuit breaker
- Integrated data logger and web server for system monitoring
- Various communication interfaces included as standard: Ethernet, RS485, SD, 4x analogue inputs
- Graphic display with 3-button control



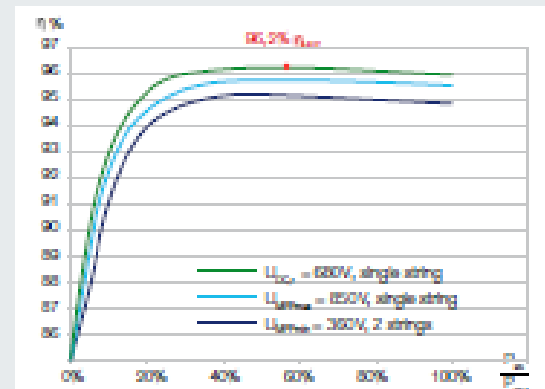
Technical Data

		PIKO 4.2	PIKO 5.5
Input side (DC)			
Number of DC inputs / number of MPP trackers		2/2	3/3
Max. input voltage (open circuit voltage)	U_{DCmax}	950V	950V
Min. DC input voltage	U_{DCmin}	180V	180V
Start-up DC input voltage	$U_{DCstart}$	180V	180V
Rated DC input voltage	U_{DCr}	680V	680V
Max. MPP voltage	U_{MPPmax}	850V	850V
Min. MPP voltage in single-tracker operation	U_{MPPmin}	500V	650V
Min. MPP voltage in two-tracker or parallel operation	U_{MPPmin}	360V	360V
Max. DC input current	I_{DCmax}	9A	9A
Rated DC input current	I_{DCr}	8A	8A
Max. DC input current with parallel connection	$I_{DCmax,p}$	19A	–
Output side (AC)			
Number of feed-in phases		3	3
AC grid voltage	U_{ACr}	3/N/PE, AC, 230V / 400V	
Max. AC output current	I_{ACmax}	6,1A	8A
Short-circuit current	I_{sc}	10,2A	10,2A
Rated AC output (cosφ = 1)	P_{ACr}	4.200W (UK: 4.000W, PT1: 3.680W, PT2: 3.450W)	5.500W (ES: 5.000W, PT: 5.000W)
Max. AC apparent power (cosφ, adj)	S_{AC}	4.200VA	5.500VA
Power factor cosφ _{adj}		0,9 capacitive ... 1 ... 0,9 inductive	
Max. efficiency	η_{max}	96,5 %	96,2 %
European-standard efficiency	η_{EU}	95,4 %	95,7 %
Rated frequency	f_r	50Hz	50Hz

Efficiency rate characteristic curves PIKO 4.2



Efficiency rate characteristic curves PIKO 5.5



Anexo C – Resultados do *software* PVGIS para o sistema fotovoltaico fixo referente à radiação estimada



Incident global irradiation for the chosen location

Location: 41°35'27" North, 6°34'56" West, Elevation: 661 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 35 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	Hh	Hopt	H(30)	lopt	T24h	NDD
Jan	1740	2860	2740	63	5.7	348
Feb	2010	4480	4310	57	7.1	290
Mar	4240	5440	5360	44	10.2	208
Apr	5360	5870	5900	28	11.6	179
May	6460	6320	6450	17	15.2	54
Jun	7640	7080	7290	8	20.0	7
Jul	7820	7430	7690	12	21.8	0
Aug	6810	7220	7290	24	21.8	3
Sep	5180	6410	6350	40	18.3	60
Oct	3310	4740	4610	53	14.2	171
Nov	2080	3410	3270	62	8.9	328
Dec	1630	2860	2730	65	6.0	369
Year	4610	5350	5330	35	13.4	2013

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

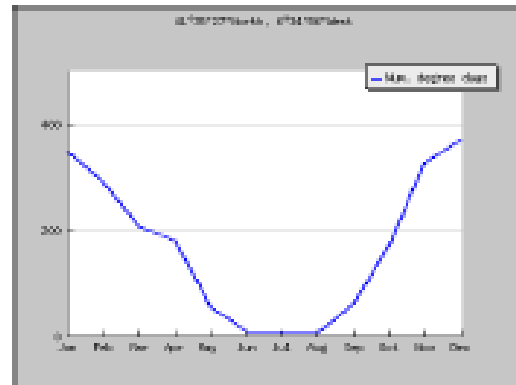
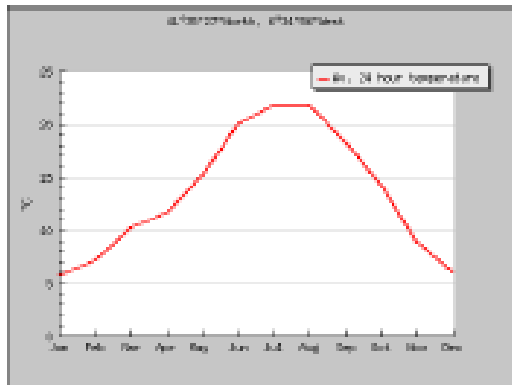
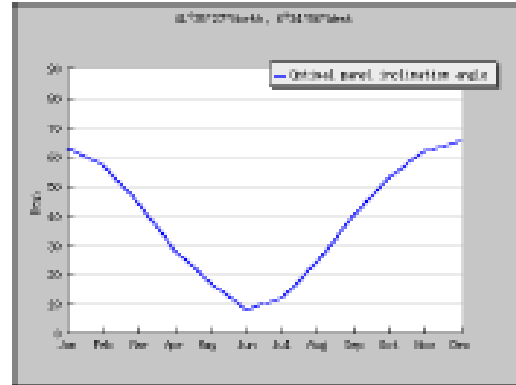
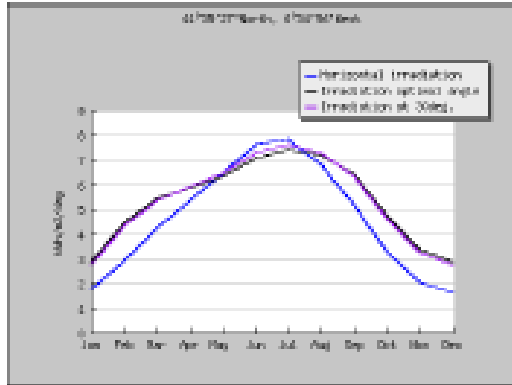
Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

H(30): Irradiation on plane at angle: 30deg. (Wh/m²/day)

lopt: Optimal inclination (deg)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

NDD: Number of heating degree-days (-)



PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged.

<http://is.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Anexo D – Resultados do *software* PVGIS para o sistema fotovoltaico fixo referente à produção de energia estimada



Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 41°35'27" North, 6°34'56" West, Elevation: 661 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 7.3 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 14.4% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 28.3%

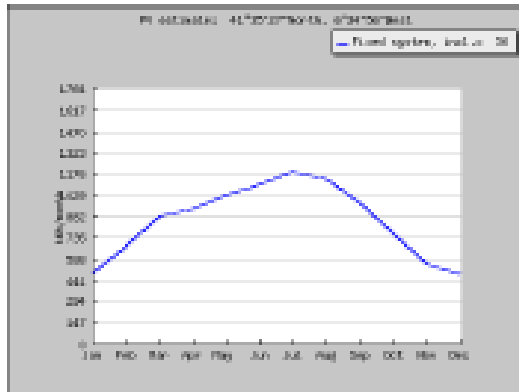
Fixed system: inclination=30 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	15.60	483	2.74	85.0
Feb	24.00	672	4.31	121
Mar	28.50	865	5.38	166
Apr	31.00	930	5.90	177
May	33.30	1030	6.45	200
Jun	36.80	1100	7.29	219
Jul	38.20	1180	7.63	237
Aug	36.60	1130	7.29	226
Sep	32.70	982	6.35	191
Oct	24.70	765	4.61	143
Nov	18.30	550	3.27	98.1
Dec	15.60	483	2.73	84.7
Year	28.00	850	5.33	162
Total for year		10200		1950

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

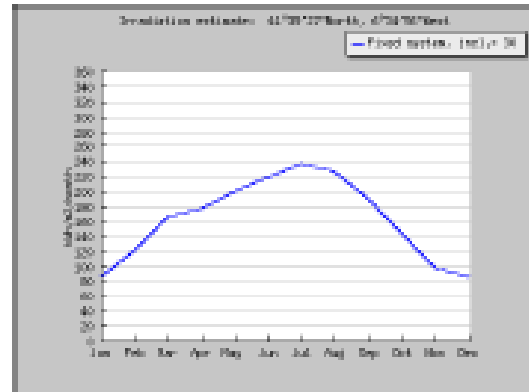
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)



Monthly energy output from fixed-angle PV system



Monthly in-plane irradiation for fixed angle

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012
 Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Anexo E – Resultados do *software* PVGIS para o sistema fotovoltaico isolado referente à radiação estimada



Incident global irradiation for the chosen location

Location: 41°52'8" North, 6°45'14" West, Elevation: 632 m a.s.l.

Optimal inclination angle is: 34 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 1.1 %

Month	Hh	Hopt	H(90)	lopt	T24h	NDD
Jan	1650	2580	2520	60	5.8	342
Feb	2800	4190	3800	56	7.0	286
Mar	4120	5270	3970	44	10.1	204
Apr	5190	5710	3330	29	11.5	179
May	6240	6180	2850	18	14.9	57
Jun	7480	7010	2660	9	19.6	9
Jul	7640	7370	2690	13	21.4	1
Aug	6690	7150	3640	25	21.5	4
Sep	5100	6310	4350	40	18.0	59
Oct	3150	4450	3790	52	13.9	170
Nov	1970	3100	3000	60	8.7	320
Dec	1560	2510	2520	62	5.9	364
Year	4470	5180	3270	34	13.2	1995

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

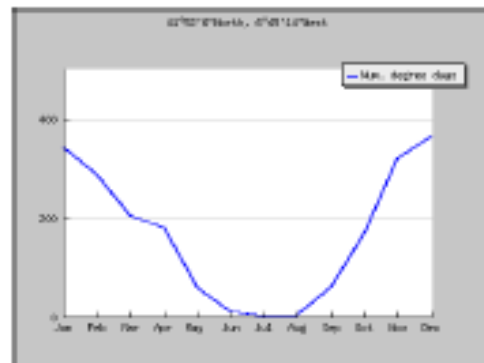
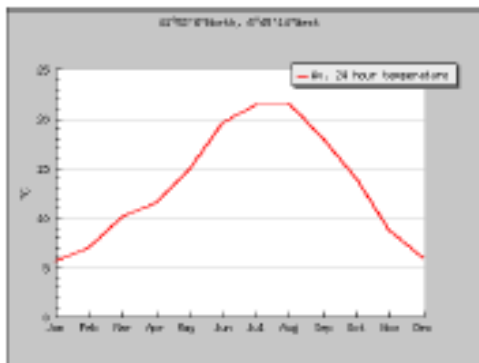
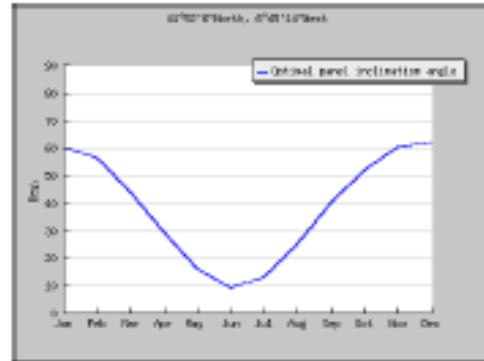
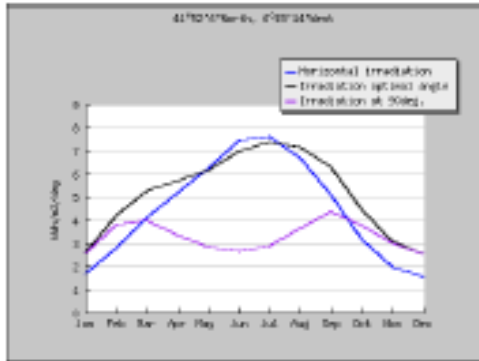
Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

H(90): Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m²/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

NDD: Number of heating degree-days (-)



PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://hs.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (If you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Anexo F - *Datasheet* do módulo fotovoltaico SolarWorld 85W



A vertical rectangular photovoltaic module with a silver frame and a grid of blue solar cells. It is positioned against a background with a yellow diagonal stripe.



A circular logo with a globe in the center, the text 'SOLARWORLD' on the right, and 'TOP QUALITY' at the bottom.

Length	48.39 in (1229 mm)
Width	21.89 in (556 mm)
Height	1.34 in (34 mm)
Frame	Aluminum
Weight	7.5 kg



A red and white certification label with the text 'ÖKO-TEST LIFE WORTHY LIVING', 'SolarWorld Sunmodule Plus SW 225 poly', 'excellent', and 'Issue 05/2010'.

Sunmodule
SW 85 poly R5A

World class quality

SolarWorld produces the best products with the highest quality, manufactured according to German and US quality standards in fully-automated ISO 9001 and 14001 certified factories.

Outstanding products

SolarWorld's modules were assessed by the ÖKO-TEST consumer magazine as "excellent".

An experienced industry leader

With over 30 years of experience in off-grid solar applications – SolarWorld delivers top products and technical experience at the highest levels. Our modules are installed in over 100,000 Telecom/Industrial systems worldwide. Nobody else comes close.

www.solarworld.com



We turn sunlight into power.

Sunmodule[®]

SW 85 poly R5A

SW-02-5101US 09-2011

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 85
Maximum power	P_{max}	85 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	22.0 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	17.9 V
Short circuit current	I_{sc}	5.20 A
Maximum power point current	I_{mp}	4.77 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 85
Maximum power	P_{max}	60.5 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	19.5 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	15.8 V
Short circuit current	I_{sc}	4.19 A
Maximum power point current	I_{mp}	3.82 A

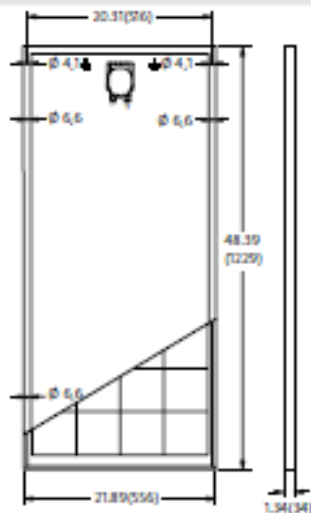
Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200W/m², 95% (±1-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	36
Cell type	Poly crystalline
Cell dimensions	4.92 in x 4.92 in (125 mm x 125 mm)
Front	tempered glass (EN 12150)

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.054 %/K
TC U_{oc}	-0.34 %/K
TC P_{mp}	-0.48 %/K



SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum reverse current	12 A
Increased snowload acc. to IEC 61215	5.4 kN/m ²
Number of bypass diodes	2

ADDITIONAL DATA

Power tolerance	+/- 5 %
J-Box	IP65
Maximum outer cable diameter	0.51 in (12.8 mm)
Maximum wire cross section	4 mm ²






• Qualified, IEC 61215
• Safety tested, IEC 61730
• Periodic Inspection







15.08.2011 EN

Anexo G – Datasheet da bateria Varta AGM 12V/115Ah

OUR EXCELLENT PRODUCT RANGE

		Short code	Size	ETN	Voltage	C20	C10	C5	Remaining capacity at 25 A
VARTA Professional Starter	LFS75	EG4	812071000	12 V	75 Ah	67 Ah	60 Ah	124 Min.	
	LFS105	Grp31	811053057	12 V	105 Ah	94 Ah	85 Ah	190 Min.	
	LFD60	H5	830000056	12 V	60 Ah	55 Ah	51 Ah	109 Min.	
	LFD75	H6	830075085	12 V	75 Ah	69 Ah	64 Ah	141 Min.	
	LFD90	H8	830090080	12 V	90 Ah	83 Ah	77 Ah	174 Min.	
	LFD140	A	830140080	12 V	140 Ah	129 Ah	119 Ah	294 Min.	
	LFD180	B	830180100	12 V	180 Ah	166 Ah	153 Ah	377 Min.	
	LFD230	C	830230115	12 V	230 Ah	212 Ah	196 Ah	499 Min.	
	LAD24	–	830024016	12 V	24 Ah	22 Ah	20 Ah	27 Min.	
	LAD60	–	830060037	12 V	60 Ah	54 Ah	49 Ah	100 Min.	
	LAD70	–	830070045	12 V	70 Ah	63 Ah	58 Ah	115 Min.	
	LAD85	–	830085051	12 V	85 Ah	77 Ah	70 Ah	145 Min.	
	LAD115	–	830115080	12 V	115 Ah	104 Ah	91 Ah	200 Min.	
	LAD150	–	830150090	12 V	150 Ah	136 Ah	123 Ah	285 Min.	
	LAD200	–	830200152	12 V	200 Ah	234 Ah	214 Ah	579 Min.	

		Short code	Size (BCI)	ETN	Voltage	C20	C10	C5	Remaining capacity at 25 A
	YT S 5,5	31	851187000	12 V	75 Ah	71 Ah	68 Ah	155 Min.	
	YT R 5,0	27	837327000	12 V	66 Ah	64 Ah	61 Ah	140 Min.	
	YT S 4,2	34	812254000	12 V	55 Ah	54 Ah	52 Ah	120 Min.	
	YT R 3,7	35	840222000	12 V	49 Ah	46 Ah	44 Ah	98 Min.	
	YT S 2,7	51	871176000	12 V	38 Ah	36 Ah	33 Ah	88 Min.	
	YT S 2,1	–	818356000	6 V	55 Ah	54 Ah	52 Ah	120 Min.	
	RT S 4,2	34	802250000	12 V	50 Ah	48 Ah	45 Ah	100 Min.	
	RT S 3,7	25	820255000	12 V	44 Ah	42 Ah	41 Ah	90 Min.	
	BT S 2,1	–	810355000	6 V	50 Ah	49 Ah	48 Ah	100 Min.	
	BT DC 5,5	31	852188000	12 V	75 Ah	71 Ah	68 Ah	155 Min.	
	BT DC 5,0	27	827227000	12 V	66 Ah	64 Ah	61 Ah	140 Min.	
	BT DC 4,2	34	816253000	12 V	55 Ah	54 Ah	52 Ah	120 Min.	
	BT SLI 4,2	34	806252000	12 V	50 Ah	48 Ah	45 Ah	100 Min.	

Anexo H – *Datasheet* do regulador de carga Victron Blue Solar MPPT 15A

5 Specifications

BlueSolar charge controller	MPPT 70/15
Battery voltage	12/24 V Auto Select
Maximum battery current	15 A
Maximum PV power, 12V 1a,b)	200 W (MPPT range 15 V to 70 V)
Maximum PV power, 24V 1a,b)	400 W (MPPT range 30 V to 70 V)
Automatic load disconnect	Yes, maximum load 15 A
Maximum PV open circuit voltage	75 V
Peak efficiency	98 %
Self consumption	10 mA
Charge voltage 'absorption'	14,4 V / 28,8 V
Charge voltage 'float'	13,8 V / 27,6 V
Charge algorithm	multi-stage adaptive
Temperature compensation	-16 mV / °C resp. -32 mV / °C
Continuous/peak load current	15A / 50A
Low voltage load disconnect	11,1 V / 22,2 V or 11,8V / 23,6V or BatteryLife algorithm
Low voltage load reconnect	13,1 V / 26,2 V or 14 V / 28 V or BatteryLife algorithm
Protection	Battery reverse polarity (fuse) Output short circuit Over temperature
Operating temperature	-30 to +60 °C (full rated output up to 40 °C)
Humidity	100 %, non-condensing
	ENCLOSURE
Colour	Blue (RAL 5012)
Power terminals	6 mm ² / AWG10
Protection category	IP65 (electronic components)
Weight	0,5 kg
Dimensions (h x w x d)	100 x 113 x 40 mm
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power to 200W resp. 400W. 1b) PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter minimum PV voltage is Vbat + 1V.	

EN

NL

FR

DE

ES

SE

Appendix

Anexo I – Datasheet do inversor Victron Phoenix 12V/350W



Phoenix Inverters

180VA – 1200VA 230V/50Hz and 110V/60Hz

www.victronenergy.com



Phoenix Inverter
12/180

SinusMax – Superior engineering

Developed for professional duty, the Phoenix range of inverters is suitable for the widest range of applications. The design criteria have been to produce a true sine wave inverter with optimized efficiency but without compromise in performance. Employing hybrid HF technology, the result is a top quality product with compact dimensions, light in weight and capable of supplying power, problem-free, to any load.

Extra start-up power

A unique feature of the SinusMax technology is very high start-up power. Conventional high frequency technology does not offer such extreme performance. Phoenix Inverters, however, are well suited to power up difficult loads such as computers and low power electric tools.

To transfer the load to another AC source: the automatic transfer switch

For our lower power models we recommend the use of our Filix Automatic Transfer Switch. The Filix features a very short switchover time (less than 20 milliseconds) so that computers and other electronic equipment will continue to operate without disruption.



Phoenix Inverter
12/800 with Schuko socket

LED diagnosis

Please see manual for a description.

Remote on/off switch

Connector for remote on/off switch available on all models.

DIP switch for 50/60Hz selection (48/350 model only)

Available with different output sockets
Please see pictures below.



Phoenix Inverter 12/250
with IEC 320 socket



Phoenix Inverter 12/180
with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/180
with Nema 5-15R socket



Phoenix Inverter 12/800
with IEC 320 socket



Phoenix Inverter 12/800
with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/800
with BS 1363 socket



Phoenix Inverter 12/800
with AN/NZS 2112 socket



Phoenix Inverter 12/800
with Nema 5-15R socket

Phoenix Inverter	12/180 24/180	12/250 24/250	12/600 24/600	12/1200 24/1200
Cont. AC power at 25 °C (VA) (1)	180	250	600	1200
Cont. power at 25 °C / 40 °C (W)	175 / 150	200 / 250	700 / 650	1000 / 900
Peak power (W)	250	700	1600	2400
Output AC voltage / frequency (2)	110VAC or 230VAC +/- 2% 50Hz or 60Hz +/- 0,1%			
Input voltage range (VDC)	10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0			
Low battery alarm (VDC)	11,0 / 22 / 44		10,0 / 21,0 / 42,0	
Low battery shut down (VDC)	10,5 / 21 / 42		9,2 / 18,4 / 36,8	
Low battery auto recovery (VDC)	12,5 / 25 / 50		12,5 / 25 / 50	
Max. efficiency (%)	87 / 88	89 / 89 / 90	91 / 91 / 94	92 / 94 / 94
Zero-load power (W)	2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 16,0	6 / 5 / 4	6 / 5 / 6
Zero-load power in search mode	n.a.	n.a.	2	2
Protection (3)	a - e			
Operating temperature range	-40 to +50°C (fan assisted cooling)			
Humidity (non condensing)	max 95%			
ENCLOSURE				
Material & Colour	aluminium (blue Ral 5012)			
Battery connection	1)	1)	1)	1)
Standard AC outlets	230V-IEC-320 (IEC-320 plug included), CEE 7/4 (Schuko) 120V-Nema 5-15R			
Other outlets (at request)	BS 1363 (United Kingdom) AN/NZS 3112 (Australia, New Zealand)			
Protection category	IP 20			
Weight (kg / lbs)	2,7 / 5,4	3,5 / 7,7	6,5 / 14,3	8,5 / 18,7
Dimensions (boxed in mm) (boxed in inches)	72x122x106 2.8x4.8x4.2	72x155x237 2.8x6.1x9.2	108x165x305 4.2x6.4x11.9	108x165x305 4.2x6.4x11.9
ACCESSORIES				
Remote on-off switch	Two pole connector			
Automatic transfer switch	Flix			
STANDARDS				
Safety	EN 60325-1			
Emission immunity	EN 5014-1 / EN 55014-2 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3			
1) Battery cables of 1.5 meter (12/180 with cigarette plug) 2) Protection key: a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high	3) Non linear load, crest factor 3:1 4) Frequency can be set by DIP switch (HG/250 model only)			



Battery Alarm

An excessively high or low battery voltage is indicated by an audible and visual alarm, and a relay for remote signalling.



BMV Battery Monitor

The BMV Battery Monitor features an advanced microprocessor control system combined with high resolution measuring systems for battery voltage and charge/discharge current. Besides this, the software includes complex calculation algorithms to exactly determine the state of charge of the battery. The BMV selectively displays battery voltage, current, consumed Ah or time to go. The monitor also stores a host of data regarding performance and use of the battery.

Anexo J – Resultados do *software* PVGIS para o sistema fotovoltaico isolado referente seu ao desempenho



Performance of solar home system

Location: 41°52'6" North, 6°45'14" West, Elevation: 632 m a.s.l.,

Nominal power of the PV system: 350 W

Inclination of modules: 35 deg.

Battery size : 12 V, 115 Ah

Discharge cutoff limit (%) 0 %

Consumption per day: 122 Wh

Number of days used for the calculation: 1801

Percentage of days with fully charged battery 97.78%

Average energy not captured due to full battery: 1251.15Wh

Percentage of days the battery became fully discharged: 0%

Average energy missing: 0Wh

Month	Ed	Ff	Fe
Jan	122.0	90	0
Feb	122.0	99	0
Mar	122.0	100	0
Apr	122.0	100	0
May	122.0	100	0
Jun	122.0	100	0
Jul	121.0	100	0
Aug	122.0	100	0
Sep	121.0	100	0
Oct	121.0	99	0
Nov	121.0	94	0
Dec	121.0	80	0

Ed: Average energy production per day (Wh/day)

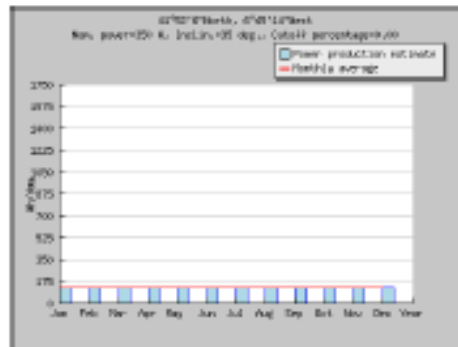
Ff: Percentage of days when battery became full (%)

Fe: Percentage of days when battery became empty (%)

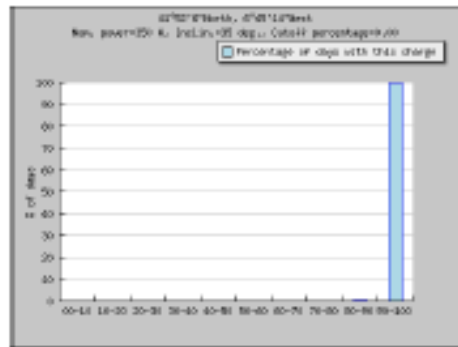
Cs	Cb
00-10	0
10-20	0
20-30	0
30-40	0
40-50	0
50-60	0
60-70	0
70-80	0
80-90	0
90-100	99

Cs: Charge state at end of each hour (%)

Cb: Percentage of days with this charge state (%)



Monthly energy output from SHS system



Probabilities of battery charge state at the end of each hour

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012
 Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

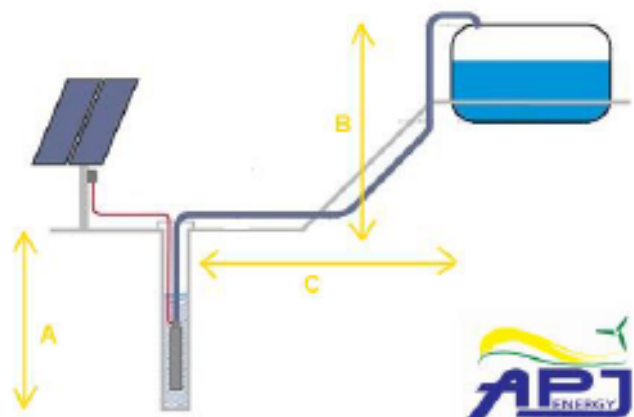
Anexo L – Ficha de bombeamento de água



Sistema de Bombeamento através de energia solar fotovoltaica

Código:
Versão: V01
Data: 09-07-2012

Nome:			
Morada:			
Local da Instalação		E-mail:	
Telefone:		Telemóvel	



Furo de água	
A - Profundidade do Furo	
B - Altura desde o cimo do furo ao cimo do depósito	
C - Distância do furo ao depósito	
1 - Diâmetro interno do furo [mm]	
2 - Tubagem existente (Sim ou Não)	
3 - Caudal diário necessário (Litros/DIA)	
4 - Necessidade desse caudal em que meses.	
5 - Fixação dos Painéis Solares	Chão <input type="radio"/> Poste <input type="radio"/> Telhado <input type="radio"/>
6 - Distância do local instalação painéis ao furo	

Notas:

Anexo M – Resultados obtidos no programa da LORENTZ para o sistema de bombeamento



APJ Energy Lda - Energias
Rua Eng. Adelino Amaro da Costa, 23
RC 5300-146
Bragança
www.apj.pt

Nuno Morais
Tel.: 273 401 025
Fax: 273 401 025
apj@apj.pt

terça-feira, 25 de março de 2014

Bombagem de Água

Projeto de bombagem solar

Nota: José Augusto

Parâmetro

Local:	Portugal, Bragança (41° Norte, 7° Oeste)	Nível de água estático:	85 m
Rendimento diário necessário:	3,0 m³, Dimensionamento para Julho	Cabo do motor:	90 m
Perda por sujidade:	5,0 %	Tubagem:	205 m
Água, temperatura:	13 °C		

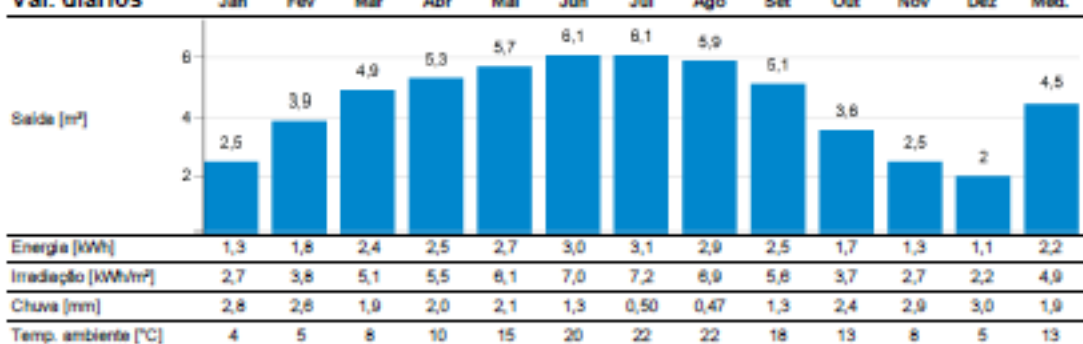
Produtos

Produtos	Quantidade	Detalhes
PS600 HR-04H-1	1 pc.	Sistema de bombagem submersível com controlador, motor e extremidade de bomba
Bosch 245W	2 pc.	490 Wp; 2 x 1 módulos; 26 ° inclinado
Cabo do motor	90 m	8 mm² Cabo trifásico
Tubagem	205 m	25 mm (diâmetro interno) Tubagem
Acessórios	1 set	Well Probe, Float Switch, Surge Protector, PV Disconnect 440-20-1

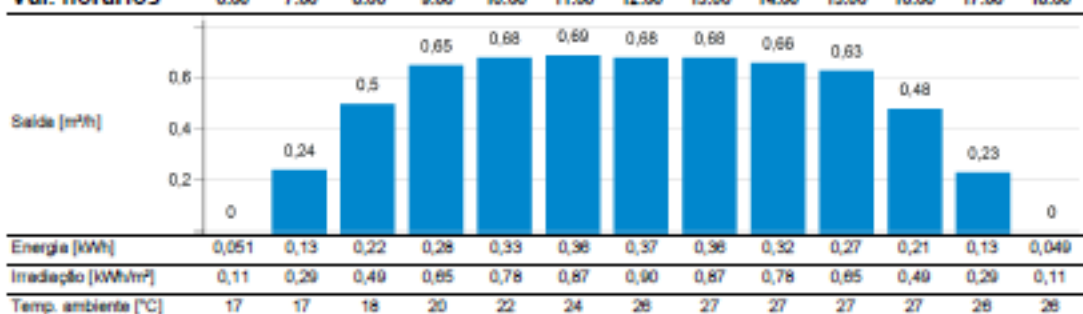
Rendimento diário em Julho

6,1 m³

Val. diários



Val. horários



1/5 Criado por LORENTZ COMPASS 3.0.10.03

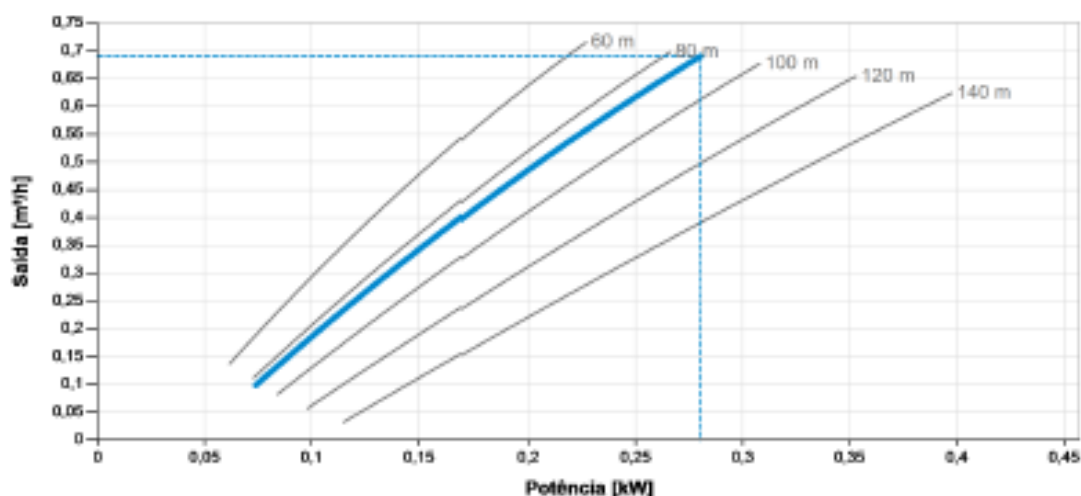


Embora todas as especificações e informações sejam fornecidas com a melhor das intenções, é possível que ocorram erros, estando os produtos sujeitos a alterações sem aviso prévio.





Características do sistema



		Min.	800 W/m², 20 °C	Max./STC*
Gerador PV	Temperatura da célula	[°C]	48	25
	Perda térmica	[%]	9,2	-
	Perda por sujidade	[%]	5,0	-
	Pmax	[W]	338	400
	Vmp	[V]	55	61
	Imp	[A]	6,1	8
	Voc	[V]	68	75
	Isc	[A]	6,7	9
	Pout	[W]	298	-
	Vout	[V]	62	-
Iout	[A]	4,8	-	
Cabo do motor	Perda de potência	[%]	4,2	12
	Potência do motor	[W]	74	281
Sistema de bombagem	Tensão do motor	[V EC]	17	59
	Corrente do motor	[A]	4,3	4,8
	Velocidade do motor	[rpm]	907	3.295
	Taxa de fluxo	[m³/h]	0,098	0,69
	Eficiência	[%]	27	56
	Tubagem	Velocidade de fluxo	[m/s]	0,058
	Perda por fricção	[m]	0,065	2,0

*STC: Condições de teste padrão para módulos fotovoltaicos, irradiação solar de 1000 W/m², temperatura de célula 25 °C

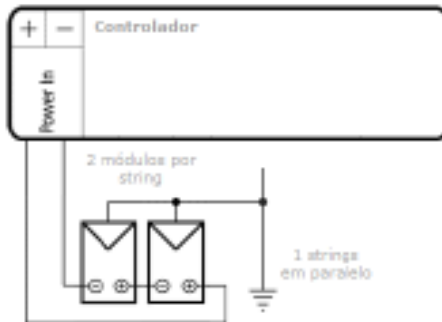




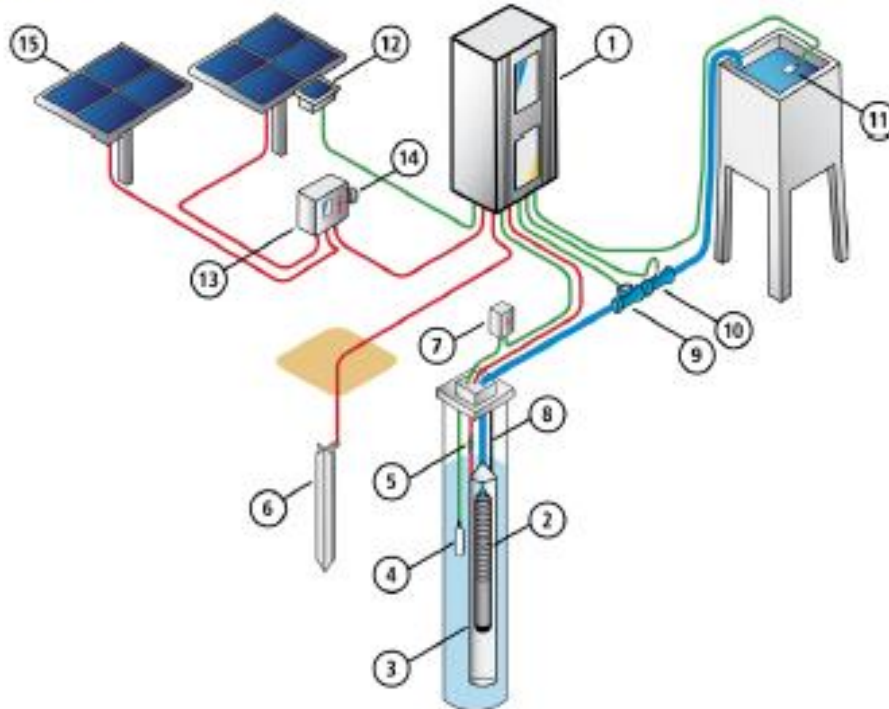
APJ Energy Lda - Energias
Rua Eng. Adelino Amaro da Costa, 23 Tel.: 273 401 025
RC 5300-146 Fax: 273 401 025
Bragança epi@epj.pt
www.epj.pt

terça-feira, 25 de março de 2014
Bombagem de Água
Projeto de bombagem solar

Esquema elétrico



System Layout



1: PS Controller	11: Float Switch
2: Submersible Pump	12: Sun Switch
3: Stilling Tube	13: PV Disconnect
4: Well Probe	14: Lightning Surge Protector
5: Cable Splice Kit	15: PV Generator
6: Grounding Rod	
7: Surge Protector*	
8: Safety Rope	
9: Water Meter	
10: Pressure Sensor	

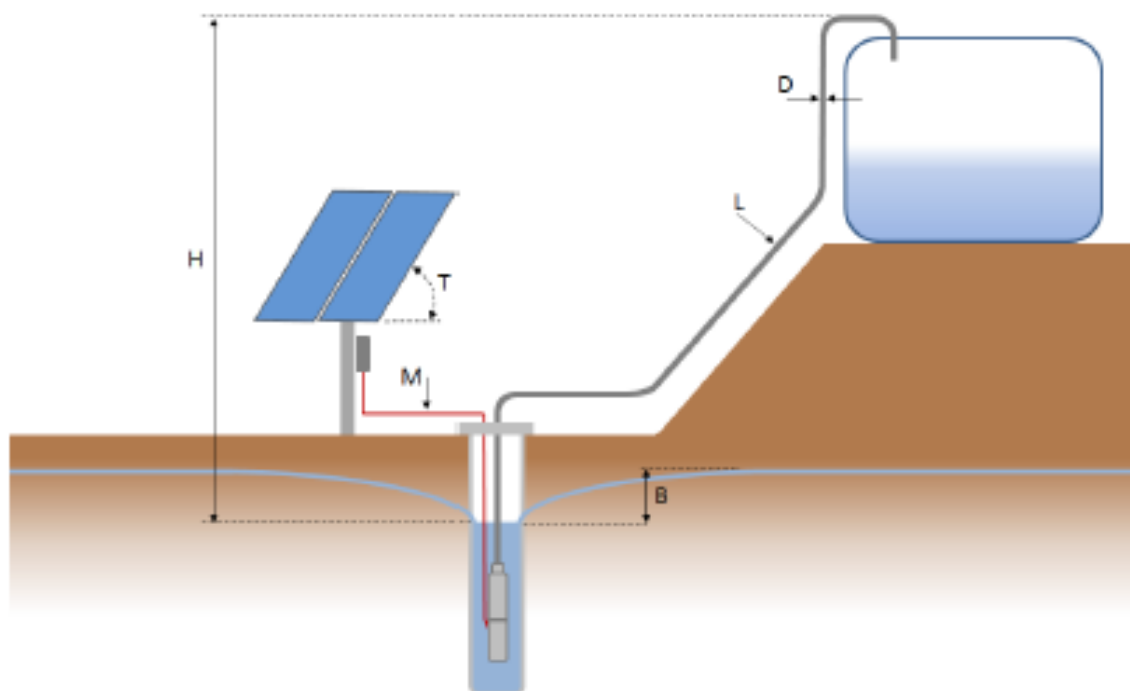
*It is recommended to install a Surge Protector at each controller sensor input.

terça-feira, 25 de março de 2014

Bombagem de Água

Projeto de bombagem solar

Sizing Layout



H (Nível de água estático):	Altura vertical desde o nível de água dinâmico até ao ponto de entrega mais elevado.
T (Ângulo de inclinação):	Ângulo entre o painel PV gerador e o painel horizontal.
M (Cabo do motor):	Cabo entre o controlador e a unidade de bombagem.
L (Tubagem):	Tubagem completa da saída da bomba até ao ponto de entrega. Têm de ser adicionados cotovelos e guarnições de comprimento equivalente à tubagem.
B (Drawdown):	Diferença de nível de água subterrânea, dependendo de recuperação do poço.
D (Diâmetro interior da tubagem)	

PS600 HR-04H

Sistema de bombagem submersível a energia solar para poços de 4"

Gama de sistemas

Nível	max. 140 m
Taxa de fluxo	max. 0,72 m ³ /h

Dados técnicos

Controlador PS600

- Entradas de controlo para proteção contra funcionamento a seco, controlo remoto, etc.
- Proteção contra inversão de polaridade, sobrecarga e sobreaquecimento
- MPPT (Maximum Power Point Tracking) integrado
- Alimentação por bateria: proteção integrada contra descarga total

Potência	max. 0,70 kW
Tensão de entrada	max. 150 V
Tensão Vmp*	> 68 V
Tensão nominal (alimentação a bateria)	48 V
Corrente do motor	max. 13 A
Eficiência	max. 90 %
Temp. ambiente	-30...50 °C
Classe do invólucro	IP54

Motor ECDRIVE 600-HR

- Motor de CC sem escovas isento de manutenção
- Água, enchimento
- Materiais de primeira, aço inoxidável AISI 304/316
- Sem componentes eletrónicos no motor

Potência nominal	0,70 kW
Eficiência	max. 92 %
Velocidade do motor	900...3.300 rpm
Classe de isolamento	F
Classe do invólucro	IP68
Submersão	max. 250 m

Extremidade de bomba PE HR-04H**

- Válvula de retenção
- Materiais de primeira, aço inoxidável AISI 304/316

Unidade de bombagem PU HR-04H (Motor, Extremidade de bomba)

Diâmetro do furo	min. 4,0 in
Água, temperatura	max. 50 °C

Padrões



2009/42/E.C, 2004/108/E.C, 2006/95/E.C

Meets the requirements of:
IEC/EN 61702-1:2005,
IEC/EN 62253 Ed.1

Os logótipos mostrados refletem as homologações concedidas a esta gama de produtos. Os produtos são encomendados e fornecidos com as homologações específicas para poderem cumprir os requisitos do mercado em questão.

*Vmp: Tensão MPP em condições de teste padrão (STC): radiação solar de 1000 W/m², temperatura de célula de 25 °C

**Especificar a gama de temperatura no ato de encomenda

BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG
Kroegensloppel 7, 34556 Herzele-Ulzburg, Germany.
Tel +49 (0)4193 7546-0, Fax -39, www.lorenz.de

Criado por LORENTZ COMPASS 3.0.10.03

Embora todas as especificações e informações sejam fornecidas com a melhor das intenções, é possível que ocorram erros, estando os produtos sujeitos a alterações sem aviso prévio. As imagens podem apresentar divergências em relação aos produtos reais, conforme as regulamentações e os requisitos dos mercados locais.



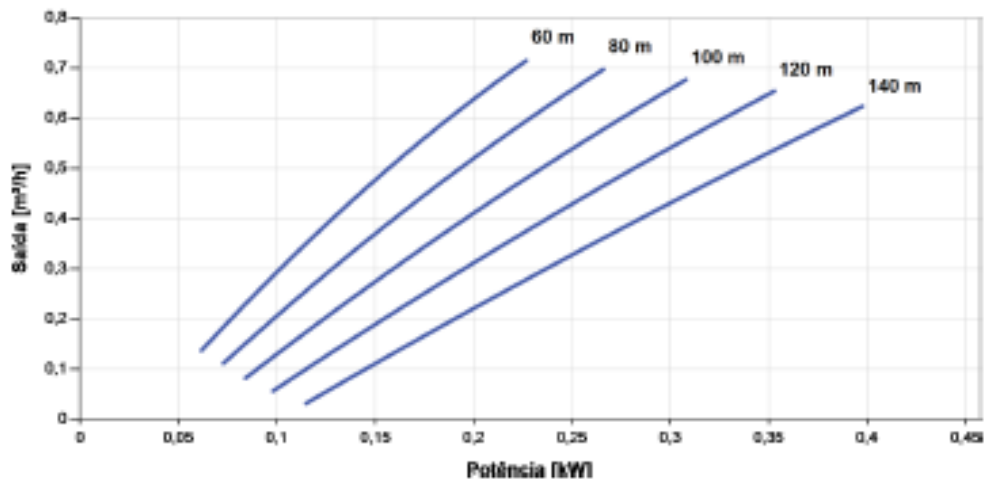
Sun. Water. Life.

PS600 HR-04H

Sistema de bombagem submersível a energia solar para poços de 4"

Diagrama de bombagem

Vmp* > 68 V



Dimensões e pesos

