

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Optimização de configuração de um projecto tipo
para microgeração fotovoltaica**

Filipe Manuel Mota Cunha Viana

Dissertação/Relatório de Projecto realizada(o) no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Monteiro

Julho de 2008

© Filipe Viana, 2008

Abstract

The opportunities to use the sun, wind, water, wood and other energy sources are numerous, but in each case we must evaluate the economics of the venture. If the energy is obtained will prove more expensive than traditional sources, the use of new technology is discredited to the view of users (and therefore the public opinion) and move in a direction undesirable.

When different technical solutions are possible or when offer several opportunities for investment are available is also necessary to evaluate the projects to decide what is or should be run.

The following work, proposes a methodological approach to develop a generic formulation for the integration of microgeneration of photovoltaic systems connected to distribution network, aiming to find the optimal settings for this type of system, and the development of a software tool for scaling and optimization of systems for photovoltaics microgeneration, taking into account the Portuguese legislative framework, and the simulation and estimate the economic benefits of this system.

Initially is described the microgeneration of photovoltaic systems based on the interpretation of legislation published on November 2, 2007 (Decree-Law 363/2007), and then to identify their technology and components.

In the second part of the work is presented the proposed methodology which is characterized the software microPV developed specifically to this work, in order to perform the technical simulation, and expected economic benefits of photovoltaic microgeneration systems.

Then it was made a series of analyses of possible configurations to verify its technical feasibility and economic-financial benefits, taking into account the most varied aspects of a photovoltaic installation as the type of orientation, inclination, shadows and others. It was made at last, one type of setup with the demonstration of all stages to implement a system of photovoltaic microgeneration.

Resumo

As oportunidades para usar o sol, o vento, a água, a madeira como fontes energéticas são inúmeras, todavia em cada caso é preciso avaliar a componente técnica e económica do empreendimento. Se a energia obtida se vier a revelar mais cara do que a das fontes clássicas, o uso da nova tecnologia fica desacreditada levando a opinião dos utilizadores (e atrás dela a opinião pública) a evoluir num sentido indesejável.

Quando são possíveis diferentes soluções técnicas, ou quando se oferecem várias oportunidades de investimento também é necessário avaliar os projectos para decidir qual ou quais deverão ser executados.

Propõem-se com o seguinte trabalho desenvolver uma formulação metodológica genérica para a integração de sistemas de microgeração fotovoltaica ligados à rede de distribuição, tendo como objectivo encontrar as configurações óptimas para este tipo de sistema, bem como o desenvolvimento de uma ferramenta informática de dimensionamento e optimização de sistemas de microgeração fotovoltaica, tendo em conta o quadro legislativo português, e para a simulação e estimativa dos benefícios económicos desse sistema.

Numa fase inicial é descrita a microgeração em sistemas fotovoltaicos com base na interpretação da legislação publicada a 2 de Novembro de 2007 (Decreto de lei 363/2007), e em seguida identificam-se as suas tecnologias e componentes.

Na segunda parte do trabalho é apresentada a metodologia proposta, onde se caracteriza o software desenvolvido microPV, criado especificamente neste trabalho, com o propósito de executar a simulação técnica e estimativa dos benefícios económicos de sistemas de microgeração fotovoltaica.

Em seguida é feita um conjunto de análises a possíveis configurações para verificar a sua viabilidade técnica e económico-financeira, tendo em conta os mais variados aspectos de uma instalação fotovoltaica como o tipo de orientação, inclinação, sombras e outros. Foi feita ainda uma configuração tipo com a demonstração de todas as fases a percorrer para se implementar um sistema de microgeração fotovoltaico.

Agradecimentos

A toda a minha família, em especial ao meu Pai, por todo o apoio que me deram...

Ao meu Orientador, Professor Cláudio Monteiro, por toda a disponibilidade e por ter aceitado este desafio...

E a todos os meus colegas pela motivação que me deram...

Índice

Abstract.....	iii
Resumo	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Lista de equações.....	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Motivação e Objectivos	3
1.3 - Estrutura	4
Capítulo 2	5
Estado da Arte da Microgeração.....	5
2.1- Microgeração em Portugal.....	5
2.2- Enquadramento legal da microgeração em Portugal	6
2.3- Casos para aplicação de sistemas de microgeração	8
2.4- Aplicações fotovoltaicas ligadas à rede.....	11
2.5- Tipos de tecnologias usadas nos módulos fotovoltaicos	12
2.5.1- Tecnologia Policristalina	12
2.6- Componentes existentes num sistema de microgeração fotovoltaico	16
2.6.1- Inversor	16
2.6.2- Cabos.....	17
2.6.7- Caixa de Junção.....	17
2.6.4- Sistemas de Fixação	18
2.6.5- Contador.....	19
2.6.6- Estimativa de produção de energia.....	19
2.6.7- Estrutura de custos	20
2.6.8- Registo no SRM	20
2.7- Tipos de software usados no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.....	21
2.7.1- Software Retscreen.....	21

2.7.2-	Software PVSYST	21
2.7.3-	Software Sunny Design.....	22
Capítulo 3	23
Metodologia de optimização	23
3.1-	O software desenvolvido MicroPV.....	23
3.2-	Optimização	40
3.2.1-	Optimização da orientação dos sistemas	40
3.2.2-	Optimização da inclinação dos sistemas e sua integração no local.....	43
3.2.3-	Optimização da área	45
3.2.4-	Sombras artificiais.....	47
3.2.5-	Sistemas de seguimento	51
3.2.6-	Optimização económica de sistemas microgeração fotovoltaicos, em função de tipo de financiamento.....	53
3.2.7-	Análise da actual oferta de mercado.....	55
3.2.8-	Concepção e análise de um sistema tipo de microgeração fotovoltaica.....	57
Capítulo 4	71
Conclusões	71
Referências	I

Lista de figuras

Figura.1 - Esquema de uma rede com instalações de microprodução.	10
Figura.2 - Esquema da montagem de uma instalação fotovoltaica com ligação à rede.	11
Figura.3 - Diagrama de perdas de um sistema fotovoltaico.	19
Figura.4 - Estrutura de custos de sistema fotovoltaico ligado à rede.	20
Figura.5 - Janela de apresentação do Software microPV	24
Figura.6 - Janela de selecção configuração de sistema	25
Figura.7 - Representação dos ângulos segundo as técnicas solares	26
Figura.8 - Representação da posição do Sol relativamente a um plano	26
Figura.9 - Janela de selecção configuração do inversor com o conjunto fotovoltaico	29
Figura.10 - Janela de apresentação de dados quanto à energia produzida	31
Figura.11 - Energia produzida durante um ano (kWh)	32
Figura.12 - Janela destinada à realização de estudo de viabilidade económica	33
Figura.13 - Remuneração para o sistema de microgeração fotovoltaico ao longo de 15 anos.	35
Figura.14 - Janela destinada a verificar a melhor escolha entre duas configurações possíveis	36
Figura.15 - Janela que permite a produção de um relatório do sistema configurado	37
Figura.16 - Gráfico com os valores mensais da radiação por tipo de orientação.	41
Figura.17 - Energia anual produzida em função da orientação dos módulos.	42
Figura.18 - Gráfico com a relação percentual de perdas em relação ao óptimo.	42
Figura.19 - Gráfico com os valores mensais da radiação por tipo de inclinação.	43
Figura.20 - Energia anual produzida em função da inclinação dos módulos.	44
Figura.21 - Gráfico com a relação percentual de perdas em relação ao óptimo.	44

Figura.22 - Área usada por um sistema fotovoltaico em função da tecnologia do módulo.	46
Figura.23 - Determinando o ângulo de elevação e o ângulo de azimute de um objecto	47
Figura.24 - Gráfico com o movimento solar para marcar as sombras.	48
Figura.25 - Gráfico com os valores mensais da radiação em função do sombreamento.	49
Figura.26 - Energia anual produzida em função do sombreamento.	50
Figura.27 - Gráfico com a relação percentual de perdas em relação ao óptimo.	50
Figura.28 - Radiação mensal por sistema de seguimento	52
Figura.29 - Concepção da instalação	57
Figura.30 - Proposta para os pontos de fixação do no telhado	61
Figura.31 - Ganchos a usar para pontos de fixação com o telhado	62
Figura.32 - Pormenor da fixação aos perfis de encastramento com os módulos	62
Figura.33 - Caixa de junção	63
Figura.34 - Contador Actaris SL7000	66
Figura.35 - Remuneração para o sistema de microgeração fotovoltaico ao longo de 15 anos.	68
Figura.36 - Valor actual líquido ao longo de 15 anos	68

Lista de tabelas

Tabela.1 – Identificação de mercado por número de clientes em cada escalão de potência contratado em BT em Portugal, até 20,7 KVA[27].	8
Tabela.2 - Tarifa para a energia fotovoltaica, em regime bonificado.	8
Tabela.3 - Preço da tarifa simples para potências contratadas para 2008 em BT.	9
Tabela.4 - Preço da tarifa bi-horária para potências contratadas para 2008 em BT.	9
Tabela.5 - Potências limite de instalação em função da potência contratada.	9
Tabela.6 - Quadro da área de colectores para AQS em função do número de habitantes.	10
Tabela.7 – Tabela que mostra a dependência da irradiância com a altura do Sol.	27
Tabela.8 – Configuração <i>standard</i> do sistema seria, a demonstrada na tabela seguinte.	32
Tabela.9 – Taxa de actualizada usada para a realização do trabalho.	34
Tabela.10 – Taxa de redução da tarifa a partir do 5ºAno.	34
Tabela.11 – Valores usados para cálculo da tarifa paga a partir do 15ºAno.	34
Tabela.12 – Componentes necessários a incluir no Investimento do Sistema fotovoltaico.	35
Tabela.13 – Radiação mensal média pela orientação dos painéis no plano inclinado.	41
Tabela.14 – Características do sistema fotovoltaico usado para optimização da orientação.	41
Tabela.15 – Características do sistema fotovoltaico usado para optimização da inclinação.	43
Tabela.16 – Características do sistema fotovoltaico usado para optimização da área.	45
Tabela.17 – Características dos módulos usados para optimização da área.	46
Tabela.18 – Resultados dos módulos usados para optimização da área.	46
Tabela.19 – Características do sistema fotovoltaico para verificar a influência de sombras.	49

Tabela.20 – Situação estudadas para verificar a influência de sombras.	49
Tabela.21 – Sistemas de seguimento Gerber usados no estudo comparativo.....	52
Tabela.22 – Investimento para sistemas de seguimento.	52
Tabela.23 – Investimento total dependendo do tipo de seguimento.	53
Tabela.24 – Energia produzida durante um ano dependendo o tipo de seguimento.	53
Tabela.25 – Resultados financeiros.	53
Tabela.26 – Características do sistema fotovoltaico para estudo de comparação de tipo de financiamento.	54
Tabela.27 – Componentes usados no sistema de microgeração fotovoltaico.....	54
Tabela.28 – Previsão de Energia produzida e Rendimento no 1º ano.	54
Tabela.29 – Quadro demonstrativo da relação entre o tipo de empréstimo e os indicadores de viabilidade financeira.	Error! Bookmark not defined.
Tabela.30 – Características do sistema fotovoltaico para estudo de comparação para as actuais oferta de mercado.	55
Tabela.31 – Descrição da oferta de mercado estudada para sistemas de microgeração fotovoltaica	56
Tabela.32 – Resultados obtidos a partir de simulações feitas no microPV.....	56
Tabela.33 – Características da instalação dos módulos fotovoltaicos do cenário proposto...	57
Tabela.34 – Quadro demonstrativo da potência de instalação.....	58
Tabela.35 – Componentes usados no sistema de microgeração fotovoltaico.....	58
Tabela.36 – Características do módulo fotovoltaico usado na configuração.	59
Tabela.37 – Peças a usar para o sistema de fixação	62
Tabela.38 – Tabela com as características do cabo DC escolhido.	63
Tabela.39 – Características do Inversor escolhido.	64
Tabela.40 – Características do Contador escolhido.	66
Tabela.41 – Previsão de Energia produzida e Rendimento no 1 ano de venda de energia à rede de distribuição no cenário proposto.....	67
Tabela.42 – Valores obtidos para o TIR e TRC.	68

Lista de equações

(Eq.1)	17
(Eq.2)	26
(Eq.3)	29
(Eq.4)	30
(Eq.5)	30
(Eq.6)	30
(Eq.7)	30
(Eq.8)	38
(Eq.9)	38
(Eq.10)	45
(Eq.11)	45
(Eq.12)	45
(Eq.13)	45
(Eq.14)	47
(Eq.15)	60
(Eq.16)	60
(Eq.17)	63
(Eq.18)	63

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AC	Corrente alternada
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DC	Corrente Contínua
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FV	Fotovoltaico
IRS	Imposto sobre o rendimento de pessoas singulares
MPP	Ponto de máxima potência
OT	Obrigações do Tesouro (Dívida Pública da República Portuguesa)
SRM	Sistema de Registo de Microprodução
STC	<i>Standard test conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno ou Rentabilidade
TRC	Tempo de recuperação de Capital
VAL	Valor Actual Líquido

Lista de símbolos

ω	Frequência angular
α	Ângulo do azimute solar
γ	Ângulo de elevação solar

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Portugal é um país com escassos recursos energéticos próprios, nomeadamente, aqueles que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos como o petróleo, o carvão e o gás.

Tal situação de escassez conduz a uma elevada dependência energética do exterior, sendo totalmente dependente das importações de fontes primárias de origem fóssil, e com uma contribuição das energias hídrica (fortemente dependente das condições climatéricas), eólica, solar e geotérmica, biogás e de lenhas e resíduos, que importa aumentar [7].

Portugal está assim perante uma reduzida diversificação da oferta energética primária, aliada à escassez de recursos próprios, que conduz a uma maior vulnerabilidade do sistema energético e às flutuações dos preços internacionais, nomeadamente do preço do petróleo, exigindo esforços no sentido de aumentar a diversificação.

Importa então o país aproveitar os recursos próprios, que possui em abundância e que não se esgotam, com a água, vento e o sol.

A energia solar é a fonte de energia mais abundante na Terra, e Portugal possui excelentes condições para fazer o aproveitamento dessa energia, através e não só da sua conversão em electricidade, através do uso de sistemas de conversão.

Assim, um módulo fotovoltaico é um dispositivo que converte a energia solar em energia eléctrica, sendo feita a conversão nas células solares através do efeito fotovoltaico que consiste na geração de uma diferença de potencial eléctrico através de radiação, ou seja, a célula fotovoltaica actua de acordo com o princípio de que fotões incidentes colidindo com os átomos de certas matérias originam um desdobraimento dos electrões o que provoca uma corrente eléctrica.

Aproveitar o Sol presente e utilizar para uma produção de energia limpa que poderá vender à rede de distribuição, com rendimentos mensais e um contributo para o equilíbrio ambiental do nosso país, é hoje uma realidade, com o desenvolvimento da microgeração e de uma legislação que permite a sua rápida implantação.

A microgeração, consiste num novo regime de produção de energia que permite aos consumidores em BT produzir electricidade a partir das suas casas ou de edifícios, através de micro sistemas tecnológicos de energias renováveis, ou não. Os que instalarem sistemas a partir de energias renováveis podem aceder a um regime de remuneração bonificado.

Nos sistemas de microgeração ligados à rede pública, a totalidade da energia produzida é injectada na rede pública de distribuição de energia eléctrica, como resultado vai gerar uma receita adicional para o cliente em BT, resultante pelo maior valor oferecido pela produção de electricidade proveniente da microgeração fotovoltaica, em especial, ou outra fonte de energia renovável.

Uma nova legislação foi assim publicada para sua execução em Portugal que tem como principais vantagens o licenciamento expedito, tarifa bonificadas, deduções no IRS para compra de equipamentos e isenção de tributação dos rendimentos gerados pela produção eléctrica são as linhas mestras da legislação que o Governo aprovou para promover a microgeração.

Nos próximos anos, será de prever que os sistemas de microgeração fotovoltaicos sejam progressivamente instalados em Portugal. A longo prazo, será mesmo de prever um aumento generalizado da sua procura, em virtude do retorno do investimento aumentar dado a massificação da produção de componentes necessários à implementação dos sistemas fotovoltaicos fazer baixar o custo do investimento.

Para se poder começar a planear um sistema de microgeração fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento e respectiva optimização, é fundamental conhecer bem as variáveis que vão influenciar o desempenho deste género de sistemas, como a orientação, inclinação e sombras do local da futura instalação. A optimização pode ser obtida através de sistemas que permitem acompanhar o movimento do Sol ao longo do ano, maximizar ao máximo a produção dos painéis fotovoltaicos através de uma cuidada escolha dos componentes do sistema fotovoltaico e ainda através de cuidadas escolhas para a implantação dos seus componentes.

Sistemas mal concebidos podem influenciar de forma negativa, a perspectiva do potencial uso da energia solar para a produção de energia e afastar os investidores.

A partir dessas variáveis, vamos conceber sistemas e ferramentas que permitem verificar qual é a melhor opção a tomar para cada caso específico do local da futura instalação de microgeração fotovoltaica.

1.2 - Motivação e Objectivos

Com as alterações na legislação portuguesa que tenta estimular o crescimento da microgeração em Portugal, em especial as que tomam como fonte de energia o Sol, com um quadro remuneratório mais atractivo em relação às outras fontes de energia, torna-se então essencial reequacionar o papel dos sistemas fotovoltaicos aplicados à microgeração, no âmbito das instalações face aos desenvolvimentos tecnológicos mais recentes e às exigências crescentes nas áreas da regulação e legislativa. Devido à dificuldade existente por terem como base tecnologias recentes, para dimensionar e otimizar sistemas fotovoltaicos aplicados à microgeração é necessário o desenvolvimento de metodologias e ferramentas de simulação que sejam capazes de estimar os seus benefícios ao nível técnico, bem como verificar os aspectos de viabilidade económica.

Neste sentido, pretende-se no presente trabalho obter uma configuração otimizada, técnica e economicamente, para um sistema tipo de microgeração fotovoltaica. A optimização terá em conta os aspectos técnicos de projecto e aspectos de viabilidade económica.

As principais contribuições do autor para este trabalho são:

- Implementação de uma formulação com método para a integração de sistemas de microgeração fotovoltaica, para encontrar as configurações óptimas para este tipo de sistema;
- Desenvolvimento de uma ferramenta informática de dimensionamento e optimização de sistemas de microgeração fotovoltaica, tendo em conta o quadro legislativo português, e para a simulação e estimativa dos benefícios económicos desse sistema;
- Estudo da actual oferta de mercado com base nas metodologias e ferramentas desenvolvidas neste trabalho, para verificar a sua qualidade técnica e viabilidade económica.

1.3 - Estrutura

Esta dissertação encontra-se estruturada em quatro capítulos, constituindo a presente introdução o primeiro desses capítulos.

O Capítulo 2 tem como objectivo introduzir o leitor ao tema da microgeração aplicando sistemas fotovoltaicos, com uma introdução do panorama energético português e dar a conhecer a nova lei para a microgeração publicada no dia 2 de Novembro de 2007 através dos seus regulamentos técnicos.

É feita ainda uma apresentação às diferentes tecnologias para fotovoltaicos, componentes necessários à implementação de um sistema de microgeração fotovoltaico ligado à rede de distribuição e ainda os diversos tipos de software existentes para simulação desse género de sistemas.

No capítulo 3 apresenta-se a metodologia proposta, para a integração de sistemas de microgeração fotovoltaico ligados à rede. Esta metodologia foi desenvolvida e implementada, com o recurso a uma ferramenta informática desenvolvida especificamente para este trabalho.

A partir dessa metodologia, atrás referida, efectuou-se a comparação e sugerida a optimização de sistemas de microgeração fotovoltaico para o mesmo tipo de módulos e seus equipamentos, modificando a inclinação, a orientação, aplicação de sistemas de seguimento, e ainda verificar a influência das sombras.

Após essa execução foi efectuada uma análise à actual oferta no mercado português, e verificar se estas ofertas de sistemas se encontram em situação de criar uma vantagem competitiva face a outras alternativas de produção de energia.

Por fim, no capítulo 3, executou-se uma concepção e análise de um sistema tipo de microgeração fotovoltaico, com a descrição de todas as tarefas a realizar para implementar esse tipo de sistemas.

Finalmente, na última parte, que compreende o capítulo 4, apresentam-se as principais conclusões do trabalho.

É ainda incluído um anexo. No anexo para melhor compreensão dos textos, conceitos e metodologias, considerou-se algumas bases gerais necessárias para a execução deste trabalho.

Capítulo 2

Estado da Arte da Microgeração

2.1-Microgeração em Portugal

A solução para o problema energético português, poderá passar pela produção da própria energia consumida de acordo com as novas regras para a microgeração criadas pelo Governo, com início no mês de Março de 2008 e ao alcance de um universo de 5,8 milhões de consumidores domésticos.

A microgeração tem como objectivo principal a geração de energia em pequena escala no local do consumo final, energia essa que é produzida por sistemas que chegam a ser um milhão de vezes menores que as grandes centrais de produção de energia. Para além de propor a ideia sedutora da independência - ou menor dependência - de fornecedor externo de electricidade, a microgeração tem como vantagens em relação às grandes centrais produtoras de energia, o facto de ser muito menos poluente do que estas centrais que trabalham a carvão ou gás.

Os sistemas fotovoltaicos, independentes ou em associação com outras renováveis, são já competitivos para alimentação de certos locais remotos onde as soluções alternativas convencionais - geradores diesel ou rede eléctrica - são claramente inferiores do ponto de vista económico e apresentam inconvenientes ambientais.

Os sistemas de microgeração com recurso a sistemas fotovoltaicos podem ser então ligados à rede de energia eléctrica, à qual entregam toda a energia que a radiação solar lhes permite produzir, para este efeito é necessário um inversor que serve de elemento de interface entre o painel e a rede, de modo a adequar as formas de onda das grandezas eléctricas DC do painel, às formas de onda AC exigidas pela rede.

Durante a realização deste estudo técnico e económico-financeiro vamos tentar encontrar os melhores métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com recurso ao desenvolvimento de métodos e ferramentas, nomeadamente um software desenvolvido no âmbito deste trabalho que vai permitir configurar e otimizar sistemas fotovoltaicos para microgeração de uma forma rápida e verificar a sua viabilidade do ponto de vista financeiro à luz da legislação 363/2007 de 2 de Novembro de 2007.

2.2-Enquadramento legal da microgeração em Portugal

O diploma 363 de 2 de Novembro de 2007 vem simplificar o regime existente de Microgeração, substituindo o regime de licenciamento por um regime de simples registo, sujeito a inspecção de conformidade técnica, através da entrega e análise de projecto, que é substituída pela criação de uma base de dados de elementos-tipo preexistente que o produtor deve respeitar, encurtando-se um procedimento com duração de vários meses a um simples registo electrónico.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Março, veio estabelecer as bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), classificando a produção de electricidade em regime ordinário e em regime especial. Ao regime especial corresponde a produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou a produção combinada de calor e electricidade.

Assim, desta forma, o presente decreto-lei 363/2007 vem simplificar significativamente o regime de licenciamento existente, substituindo -o por um regime de simples registo, sujeito a inspecção de conformidade técnica.

É criado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM), que constitui uma plataforma electrónica de interacção com os produtores, no qual todo o relacionamento com a Administração, necessário para exercer a actividade de microprodutor, poderá ser realizado.

Para a remuneração dos clientes, vai ser criado um regime simplificado de facturação e de relacionamento comercial. O microprodutor recebe ou paga através de uma única transacção, pelo valor líquido dos recebimentos relativos à electricidade produzida e dos pagamentos relativos à electricidade consumida[1].

O decreto-lei 363/2007 cria, também, dois regimes de remuneração: o regime geral e o bonificado com limite de potência de ligação até 3,68kW. O primeiro para a generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável às fontes renováveis de energia, cujo acesso é condicionado à existência no local de consumo de colectores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de auditoria energética e respectivas medidas, no caso de condomínios. O incentivo associado à venda de electricidade é, assim, utilizado para promover a água quente solar, complementando o Decreto -Lei n.º 80/2006, de 21 de Abril, que estabelece a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios.

Ao longo do trabalho vamos dar conta de mais aspecto da legislação, de forma a demonstrar a sua execução com casos práticos, mas abaixo é descrito com alguma simplicidade algumas das principais vantagens e condições para se instalar um sistema de microgeração fotovoltaico.

Vantagens da Lei “Renováveis na hora” com Microgeração Fotovoltaica

Regime bonificado de tarifas que será nos primeiros 5 anos para quem instalar no próximo ano um sistema fotovoltaico 0,65€/kWh, e nos dez anos seguintes existe uma redução “anual” de 5%, e após este período, a tarifa é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso.

Os clientes podem nos Impostos deduzir à colecta 30% dos gastos na instalação destes equipamentos, com o limite máximo de 761€.

O sistema de licenciamento é simples, pois basta pedir uma vistoria técnica para obter o registo no Sistema de Registo da Microgeração (Internet), que é plataforma de interacção com os microprodutores.

Toda a energia produzida pelo sistema microgeração fotovoltaica, será distribuída na rede de distribuição, e paga ao cliente com base na tarifa bonificada, evitando-se que a energia produzida se destine predominantemente a consumo próprio, criando perdas monetárias para o cliente.

É ainda previsto um regime simplificado de facturação e de relacionamento comercial, evitando-se a emissão de facturas e acertos de IVA pelos particulares, que, para esse efeito, são substituídos pelos comercializadores[1].

Condições para estabelecer um sistema com Microgeração Fotovoltaica

Podem ser produtores de electricidade por intermédio de unidades de microgeração todas as entidades que disponham de um contrato de compra de electricidade em baixa tensão.

A nova lei aplica-se a clientes com contrato de fornecimento de energia eléctrica em baixa tensão e para unidades de microgeração de electricidade monofásica em baixa tensão com uma potência de ligação de até 3,68 kW, para a tarifa bonificada, instalada no local de consumo.

Cada cliente microprodutor poderá injectar na rede uma potência até 50% da sua potência contratada. Para instalações em nome de condomínios poderá ser injectada na rede uma potência até 100% da potência contratada, mas sempre limitada a 3,68 kW.

Para os consumidores em nome individual usufruírem do regime bonificado de remuneração deverão ter instalado 2 m² de painéis de água quente solar (AQS), sendo suficiente para o consumo doméstico de água quente sanitária de três pessoas.

Nas instalações em nome de condomínios, em que não é utilizada AQS, esta restrição é substituída pela necessidade de uma auditoria energética ao edifício e aplicação de medidas de melhoria detectadas na auditoria com um retorno máximo de 2 anos[1].

2.3-Casos para aplicação de sistemas de microgeração

Tabela.1 – Identificação de mercado por número de clientes em cada escalão de potência contratado em BT em Portugal, até 20,7 KVA[27].

Potência Contratada (KVA)	Número de Consumidores
1,15	436775
2,3	15342
3,45	2705588
4,6	63591
5,75	37534
6,9	1204055
10,35	306354
13,8	96158
17,25	27697
20,7	74448

Embora existam escalões de potência contratada com potência superior a 20,7 KVA, optou-se por não dar atenção, já que a sua representatividade em BT não é significativo e de ponto de vista de configuração de sistemas fotovoltaicos, essa configuração será semelhante a uma potência contratada de 20,7 KVA.

Regime bonificado

Tabela.2 - Tarifa para a energia fotovoltaica, em regime bonificado.

Tarifas de referência para o Regime Bonificado	
Tecnologia	Tarifa (€/kWh)
Solar	0,65 €

Não foram tidas em conta as tarifas híbridas que são calculadas com a média ponderada das outras fontes de energia usadas.

Tabela.3 - Preço da tarifa simples para potências contratadas para 2008 em BT.

Preços (€/KWh)-Tarifa Simples
0,1108 €

Tabela.4 - Preço da tarifa bi-horária para potências contratadas para 2008 em BT.

Preços (€/KWh)-Tarifa Bi-Horária	
0,1108 €	0,0601 €

Visto que a legislação permite a entrega da potência máxima da energia produzida à rede, os preços das tarifas por consumo em BT servem apenas para servir como termo de comparação com as tarifas de produção entregues à rede pelo microprodutor.

Potências Contratadas em BT com o respectivo limite de produção de 50% de potência contratada e com o limite de 3,68 KW para o regime remuneratório bonificado de acordo com os artigos 4º e 9º da legislação[1].

Tabela.5 - Potências limite de instalação em função da potência contratada.

Potências Contratadas (KVA)	KVA	kW	Limite Potência Instalada (kW)
3,45	1,73	1,73	1,73
4,6	2,30	2,30	2,30
5,75	2,88	2,88	2,88
6,9	3,45	3,45	3,45
10,35	5,18	5,18	3,68
13,8	6,90	6,90	3,68
17,25	8,63	8,63	3,68
20,7	10,35	10,35	3,68

Durante a realização do estudo, não foi feito o estudo económico de viabilidade económica da instalação de AQS e auditorias energéticas por não se enquadrar na âmbito do estudo económico de produção de energia com fotovoltaicos, apesar da tarifa bonificada só ser acessível para quem tenha AQS ou tenha feito uma auditoria energética no caso dos condomínios, mas é feito em baixo uma breve descrição do que é pretendido.

Para usufruir do regime bonificado, o produtor, de acordo com o artigo 9º para o limite de produção as novas instalações devem possuir instalações de AQS (Água Quente Solar) com um mínimo de área de colectores solar de 2 m². Em baixo é demonstrado a área de colectores solar necessária para o consumo diário de água apropriado dependendo do número de pessoas que usem a instalação[1].

Tabela.6 - Quadro da área de colectores para AQS em função do número de habitantes.

Nº Pessoas	1	2	3	4	6
Consumo diário água (l)	50	100	150	200	300
Área de colectores (m2)	2			4	

Auditoria energética

Para Condomínios, estes devem realizar uma auditoria energética ao edifício e que tenham tomado medidas de melhoria detectadas na auditoria com um retorno máximo de 2 anos.

Condições técnicas de rede

O acesso à actividade de microprodução pode ser restringido, nos casos em que a instalação de utilização esteja ligada a um posto de transformação, cujo somatório da potência das instalações de microprodução (S_{max}), no caso em estudo instalações com fotovoltaicos (PV), ultrapasse o limite de 25% da potência do respectivo posto de transformação S_{PT} .

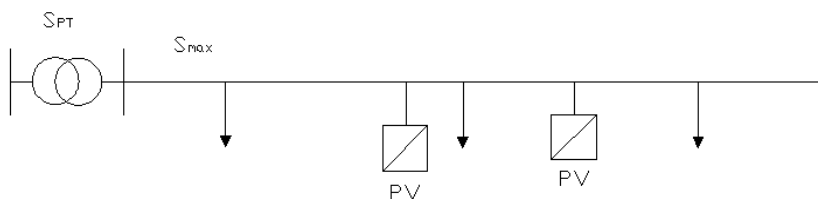


Figura.1 - Esquema de uma rede com instalações de microprodução.

2.4- Aplicações fotovoltaicas ligadas à rede

Em aplicações ligadas à rede de energia eléctrica, os módulos fotovoltaicos entregam à rede a máxima potência que, em cada instante pode produzir. Entre o módulo e a rede existem equipamentos de regulação e interface que optimizam as condições de geração e as adaptam às condições de recepção impostas pela rede[8].

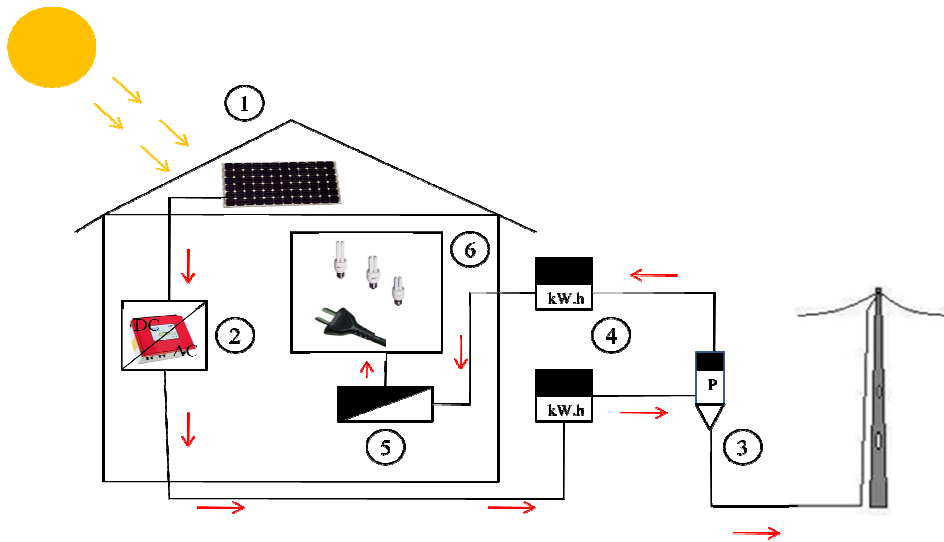


Figura.2 - Esquema da montagem de uma instalação fotovoltaica com ligação à rede.

- 1- Módulos fotovoltaicos
- 2- Inversor
- 3- Ligação à rede eléctrica de distribuição
- 4- Contador universal de energia consumida e reduzida
- 5- Quadro Geral
- 6- Cargas

2.5- Tipos de tecnologias usadas nos módulos fotovoltaicos

Nesta secção pretende-se obter uma análise comparativa entre os vários tipos de tecnologias existentes no mercado português para fotovoltaicos.

Hoje em dia existe uma variedade enorme de fabricantes e tecnologias no mercado, o que se revelou uma dificuldade na elaboração do trabalho, mas após o estudo aprofundado ao mercado definiu que se deveria considerar apenas 4 tipos de tecnologias, por estarem suficientemente maduras para serem comercializadas, bem como, estarem presentes para venda no mercado português.

Estes tipos de tecnologias diferem entre si, através dos mais variados aspectos, desde o tipo de tecnologia aplicada no fabrico, tipo de materiais usados, montagem, flexibilidade e outros[16].

Assim foram estudadas e comparadas entre si a seguintes tecnologias:

- Tecnologia Policristalina
- Tecnologia Monocristalina
- Tecnologia HIT-Thin Layer
- Tecnologia Amorfa

2.5.1-Tecnologia Policristalina

O silício policristalino, constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano, dispõe de uma quota de mercado de aproximadamente cerca de 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de electrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída.

Por este motivo, os rendimentos em laboratório e em utilização prática não excedem os 18% e 15%, respectivamente, em contrapartida têm um custo de produção inferior por necessitarem de menos energia no seu fabrico, mas apresentam um rendimento eléctrico inferior (entre 11% e 15%, obtendo-se até 18% em laboratório). Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabrico.

O processo de produção mais comum para o silício policristalino, é o de fundição de lingotes, que durante a fundição do bloco, são formados cristais com várias orientações, sendo que estes cristais individuais podem ser facilmente vistos na superfície (padrão estrutural semelhante a cristais de gelo), devido ao efeito criado pela diferente reflexão da luz, possuindo as cores azul e cinza prateada.

Sendo assim criados os blocos de silício de 40x40 cm² com uma altura de 30 cm, que de seguida são primeiro serrados em barras e depois em pastilhas com uma espessura de 0,3 mm, sendo depois introduzidas as impurezas de fósforo, a camada posterior de contacto é unida à pastilha e por último, os contactos eléctricos são fixados no lado frontal juntamente com uma camada de anti-reflexão.

Estas células são depois unidas criando módulos fotovoltaicos como é o caso dos escolhidos para este trabalho[4].

2.5.2- Tecnologia Monocristalina

As células monocristalinas representam a primeira geração, sendo o seu rendimento eléctrico relativamente elevado (aproximadamente 15%, podendo subir até cerca de 23% em laboratório), mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras, e por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita.

No processo de fabrico é aplicado o método Czochralski, sendo que neste processo, o núcleo do cristal com uma orientação definida, é imerso num banho de silício fundido (ponto de fusão de 1.420°C). Deste modo, podem ser produzidos cristais únicos redondos com um diâmetro de trinta centímetros e vários metros de largura, após o banho, os cristais únicos redondos são estriados em barras semi-quadradas e depois cortados criando células de 0,3 mm espessura. A partir das células já com impurezas positivas, a fina camada com impurezas negativas é produzida com difusão de fósforo, para depois se unir a camada de contacto posterior, as células são equipadas com condutores eléctricos e com uma camada de anti-reflexão (AR) na parte frontal.

Existe outro processo de fabrico designado de zona flutuante que consiste noutro processo de produção de silício monocristalino, sendo utilizado para a produção de células solares de maior pureza e de maior eficiência. No entanto, o material bruto necessário para alcançar esta pureza, uma barra de silício cristalino de extrema pureza, é muito dispendioso. A barra de silício cristalino é reduzida através de uma espiral e fundida do fundo até à parte superior com a ajuda de um campo de altas frequências, e a partir do núcleo de silício monocristalino, é produzido silício monocristalino no topo da barra, à medida que esta arrefece.

As células fotovoltaicas possuem formas redondas, semi-quadradas ou quadradas, dependendo da quantidade que é estriado do cristal único, sendo as células redondas as mais baratas do que as semi-quadradas ou as quadradas, uma vez que se perde menos material durante a sua produção, no entanto, raramente são utilizadas em módulos standards devido à sua exploração ineficaz do espaço.

Os módulos fotovoltaicos monocristalinos, usam as células fabricadas com a descrição acima, e são os mais usados actualmente no português, para dimensionar as instalações fotovoltaicas de microgeração[4].

2.5.3- Tecnologia HIT-Thin layer

A célula solar HIT, resulta da combinação da clássica célula solar cristalina, com uma célula de película fina, designado HIT - Heterojunção como uma camada fina Intrínseca, referente à estrutura destas células solares híbridas. O silício cristalino e amorfo associado a uma película fina adicional não contaminada (camada fina intrínseca), para tal, uma célula monocristalina forma o núcleo da célula HIT e é revestida em ambos os lados por uma camada fina de silício amorfo (a-Si), como camada intermédia, uma camada ultrafina i (intrínseca) de silício, sem impurezas, liga a célula cristalina com cada uma das camadas de silício amorfo, por fim uma camada a-Si dopada com impurezas do tipo p, é depositada no lado frontal, que forma a junção p-n com a pastilha monocristalina com impurezas do tipo n.

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

Não há degradação da eficiência em resultado do fenómeno de envelhecimento por indução da luz, como é característico das células amorfas de película fina. Comparadas com as células solares cristalinas, a célula HIT distingue-se pela maior produção de energia a elevadas temperaturas, neste caso, por cada incremento da unidade de temperatura em graus Celsius, há uma queda de eficiência de 0,33 %, em comparação com os 0,45 % sentidos pelo silício cristalino. A eficiência será de 17,3 %, tendo uma forma quadrada (estriada), as dimensões de 104 mm x 104 mm (célula) e uma espessura de 0,2 mm, possuindo uma estrutura homogénea e a cor azul escura a praticamente preto. Os módulos fabricados a partir desta tecnologia não muito comuns, e apresentam preços elevados por a procura exceder a oferta[4].

2.5.4- Tecnologia Amorfa

O silício amorfo não forma uma estrutura regular de cristal, mas uma rede irregular, que como resultado, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogénio até à saturação. Este silício amorfo é criado num reactor plasmático, através da vaporização química de Silano Gasoso (SiH_4), que requer temperaturas relativamente baixas, na ordem dos 200 °C a 250 °C.

A contaminação é levada a cabo pela mistura de gases que contêm o correspondente material contaminante e dada a reduzida extensão da difusão do material a-Si:H contaminado, os portadores de carga livre da junção directa $p-n$ não conseguem sobreviver por forma a contribuir para a geração de energia eléctrica. Assim, uma camada i intrínseca (não contaminada) é aplicada entre as camadas contaminadas n e p , aumentando a longevidade do portador de carga, e é este o local onde a absorção da luz e a geração da carga ocorrem, as camadas p e n criam apenas o campo eléctrico que separa os portadores de carga libertados. Se as células forem depositadas na parte superior do vidro, então cria-se a característica estrutura $p-i-n$, em alternativa, podem também ser depositadas numa sequência inversa ($n-i-p$) na parte posterior. Isto permite que sejam criados módulos solares flexíveis sobre qualquer tipo de substrato (sobre chapas de metal ou de plástico). A maior desvantagem das células amorfas, consiste na sua baixa eficiência, esta eficiência diminui durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação induzida pela luz (o “Efeito Staebler-Wronski”), até nivelar num valor estável. As células solares multi-junções foram desenvolvidas para contrariar este problema, nas células são sobrepostas duas estruturas $p-i-n$ e, com células triplas, três estruturas $p-i-n$. Cada célula individual pode ser optimizada para uma diferente banda de cor do espectro solar, conseguindo-se assim aumentar a eficiência total.

A sua eficácia é de 5 a 8 % de eficiência do módulo (em condições estáveis). Relativamente as dimensões o módulo standard terá no máximo: 0,77 x 2,44 m² e o módulo especial máximo 2 x 3 m². Terá uma espessura de 1 a 3 mm para o substrato (plástico, metal ou vidro não solidificado), com um revestimento de silício amorfo de aproximadamente 0,001 mm, e cor da estrutura será homogénea e cor Castanho avermelhado a preto, tendo sido escolhido para o estudo, por exemplo o módulo UniSolar PVL-136 que apresenta como especificidade a sua flexibilidade, logo propícia a sua instalação em paredes ou telhados com formas irregulares[4].

2.6- Componentes existentes num sistema de microgeração fotovoltaico

2.6.1-Inversor

Em aplicações ligadas ao sistema de energia eléctrica, é necessário um inversor para colocar na rede a energia produzida pelos módulos fotovoltaico.

De acordo com o artigo 2 alínea g) da legislação 363/2007, esta estabelece que a potência de ligação AC do inversor, é a potência máxima, em kW, que o produtor pode injectar na rede eléctrica, o que no caso das instalações com inversor, é equivalente à potência instalada máxima deste equipamento, o demonstra a importância deste equipamento para a viabilidade técnica e económica dos projectos.

Para sistemas fotovoltaicos o inversor estabelece a ligação entre o conjunto de módulos fotovoltaicos e a rede AC, sendo a sua principal tarefa converter o sinal eléctrico DC do gerador fotovoltaico num sinal eléctrico AC, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado, bem como ainda actuar com factor de protecção na rede.

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede eléctrica principal de forma directa, onde a electricidade produzida é injectada directamente na rede eléctrica pública.

Para uma potência instalada os sistemas fotovoltaicos até 3,68 kWp (ou com uma dimensão inferior a 50 m²), são construídos geralmente como sistemas monofásicos (como é aliás obrigatório na legislação vigente). Com o objectivo de fornecer à rede eléctrica a maior potência possível, o inversor deve funcionar no ponto MPP do gerador fotovoltaico, sendo o ponto MPP do gerador fotovoltaico que muda de acordo com as condições meteorológicas. No inversor, o sistema de rastreio MPP garante que o inversor é constantemente ajustado ao ponto MPP, e o sistema de rastreio MPP consiste, basicamente, num conversor DC ligado em série com o inversor, e que ajusta a tensão de entrada do inversor em função do nível de tensão MPP.

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

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

As especificações técnicas dos inversores proporcionam importante informação para o dimensionamento e a instalação dos sistemas fotovoltaicos, pelo que é fundamental que sejam respeitadas. A configuração do sistema e da instalação eléctrica determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores[21].

A consulta de catálogos de fabricantes e de literatura que reporta os resultados de testes levados a cabo para medir o rendimento de diversos inversores, permite concluir que o rendimento do inversor é pouco sensível a variações de carga, mantendo-se sensivelmente constante numa faixa bastante alargada de regimes de funcionamento.

Em termos gerais, poderá ser favorável a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente menor do que a potência do conjunto dos módulos fotovoltaico da instalação, dado que a eficiência do inversor é relativamente baixa para as gamas de potência operacionais inferiores a 10 % da potência nominal. Ao longo do ano, os valores de irradiância são raramente superiores a 850 W/m², pelo que a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos é raramente atingida no seu funcionamento normal. Com o intuito de otimizar a eficiência do inversor, este é frequentemente subdimensionado. Esta prática permite manter os elevados níveis de eficiência do inversor (rendimentos superiores a 90%), mesmo para baixos níveis de irradiância solar.

No intuito de permitir e facilitar a comparação entre diferentes inversores com base na sua eficiência, foi criada a eficiência Europeia, estando os valores normalmente especificados nas tabelas, e trata-se de uma eficiência dinâmica calculada para o clima europeu.

De forma a tomar em consideração diferentes cenários de carga, a eficiência Euro é calculada através de uma média pesada das eficiências estáticas, definidas para seis diferentes regimes de carga (carga nominal e cinco diferentes cargas parciais)

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

2.6.2-Cabos

Um dos factores mais importantes a ter em atenção durante o dimensionamento da cablagem do sistema é a minimização do comprimento.

Outro parâmetro importante é a secção do cabo, pois se a secção não for apropriada o cabo pode aquecer demasiado e até incendiar-se devido a valores elevados de corrente.

O projectista deve escolher os cabos tendo em conta que terão de aguentar as condições climatéricas (raios Ultra Violeta, água, vento), bem como a tensão e a corrente de operação, que inclui os efeitos térmicos da corrente e da radiação solar. Devem também ser escolhidos de forma a minimizar o risco de defeitos à terra ou curto-circuitos.

É necessário distinguir os três tipos de cabos existentes: cabos de módulo ou de fileira, cabo principal DC e cabo do ramal AC[4].

2.6.7-Caixa de Junção

As fileiras individuais são ligadas entre si na caixa de junção geral do conjunto de módulos fotovoltaicos. Para além destes cabos são também ligados, o cabo principal DC e, se for necessário, o condutor de ligação equipotencial.

A caixa de junção geral do gerador contém terminais, aparelhos de corte e, caso seja necessário, fusíveis de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Frequentemente, é também instalado um descarregador de sobretensões para desviar as sobretensões para a terra.

2.6.4-Sistemas de Fixação

Os sistemas fotovoltaicos podem ser integrados, em maior parte das estruturas existentes nos edifícios ou terrenos adjacentes, como se pode ver a seguir descritas algumas situações possíveis para integração de sistemas de microgeração fotovoltaicos.

- Terreno livre /Jardim
- Telhado Plano
- Telhado com placa e revestido a telha lusa/Árabe
- Telhado com placa e revestido a telha Marselhesa
- Telhado com placa e revestido a telha ondulada
- Telhado sem placa e revestido a telha lusa/Árabe
- Telhado sem placa e revestido a telha Marselhesa
- Telhado sem placa e revestido a telha ondulada
- BIPV ou fotovoltaicos integrados na estrutura dos edifícios

Terreno Livre/Jardim/Telhado plano

O método de fixação das estruturas de montagem nos telhados planos é de considerável importância.

Uma vez que os fotovoltaicos possuem grandes áreas de exposição, deve ser dada uma especial atenção às forças do vento no projecto dos sistemas de fixação dos geradores.

Telhados

Devem ser criados na superfície do telhado, pontos de fixação que recebam os módulos. A escolha do sistema de montagem depende do tipo de cobertura. Existem soluções dependentes das vigas de suporte e outras independentes. As soluções independentes oferecem um maior leque de soluções em termos da colocação no telhado, mas estruturalmente não suportam cargas tão grandes quanto as soluções dependentes[15].

Sistemas BIPV

O desejo de criar estruturas que sejam parte de soluções integrativas nas fachadas dos edifícios, de forma a manter a estética do mesmo, são normalmente designados como BIPV.

Os módulos fotovoltaicos podem ser integrados ou dispostos na face das fachadas, ainda que, em termos comparativos, a respectiva radiação incidente e logo a produção de energia sejam inferiores, as fachadas oferecem outras vantagens.

Se forem substituídos os elementos dispendiosos das fachadas, como é o caso das placas de pedra ou de aço inoxidável, por elementos fotovoltaicos, resultam custos evitados que tornam o sistema fotovoltaico muito interessante sob o ponto de vista económico.

Os módulos podem proporcionar enormes possibilidades de desenho e podem ser fabricados em qualquer forma e tamanho, e serem fornecidos com todos os atributos visuais e funcionais dos envidraçados convencionais. Para além disso, a fixação dos módulos não coloca nenhuma consideração especial, visto ser em tudo semelhante à dos envidraçados convencionais[17].

2.6.5-Contador

O contador a ser usado num sistema de Microgeração deve ser bidireccional, multitarifa e a contagem de electricidade produzida deve ser efectuada por telecontagem. O contador deve ser monofásico, e devem estar devidamente certificados pela DGGE, e a lista dos equipamentos certificados pode ser vista no site “Renováveis na hora”.

2.6.6-Estimativa de produção de energia

Para se ter uma previsão da produção de energia, é necessário avaliar a localização e a qualidade do sistema fotovoltaico. Para este efeito, são deduzidas as perdas do sistema fotovoltaico à produção ideal calculada para o gerador. O diagrama a seguir mostra os factores de perdas e a percentagem média das perdas de que são responsáveis, em relação à totalidade da energia produzida pelo gerador.

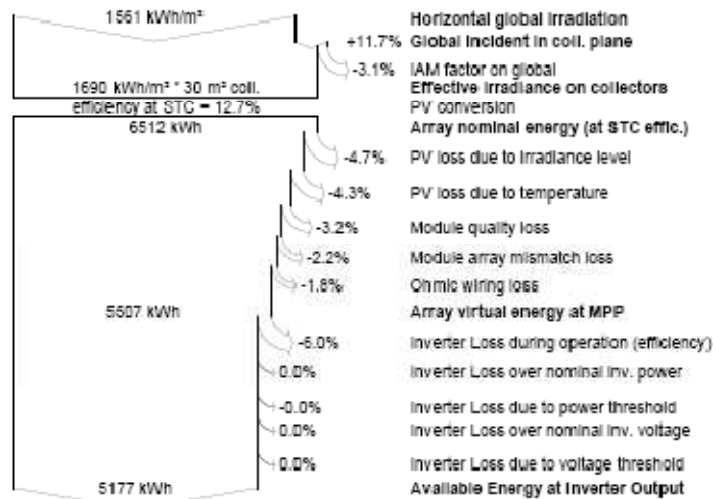


Figura.3 - Diagrama de perdas de um sistema fotovoltaico[33].

Este diagrama, que é obtido na simulação de um sistema fotovoltaico usando módulos de tecnologia cristalina, apesar, de estar instalado em condições óptimas possui sempre perdas não negligenciáveis.

2.6.7-Estrutura de custos

Para ser feito o estudo económico há necessidade de se fazer um estudo de mercado dos equipamentos disponíveis, para se fazer uma escolha adequada e representativa dos possíveis sistemas fotovoltaicos a instalar. Assim, deverá definir-se que equipamentos se devem incluir na rubrica investimentos como os módulos a instalar, o inversor, e o sistema de fixação e outros equipamentos. Para além disso é preciso incluir o valor em dinheiro do registo no SRM (Serviço de registo de microprodução).

O facto de se dar mais importância aos módulos, inversor e sistema de fixação deve-se ao facto de eles representarem a maior percentagem no investimento. Os preços apresentados a seguir no trabalho são preços representativos no mercado nacional e estão fixados com IVA.

Para além disso foi considerado um gasto de cinco em cinco anos em operações e manutenção.

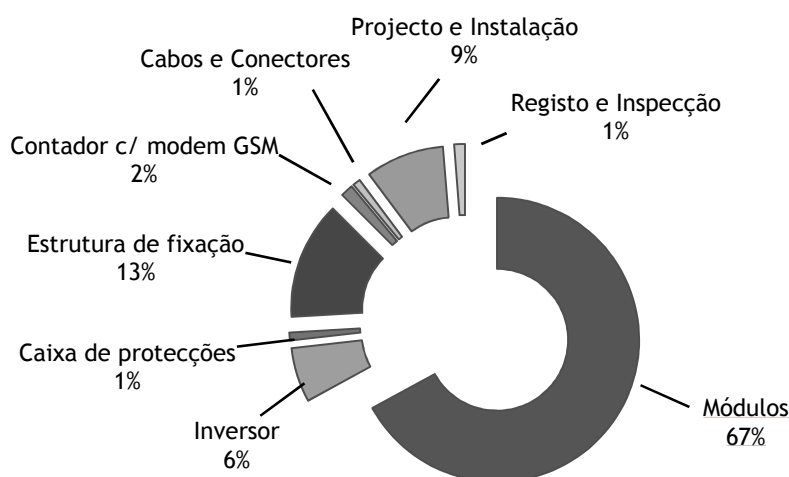


Figura.4 - Estrutura de custos de sistema fotovoltaico ligado à rede.

2.6.8-Registo no SRM

Antes de proceder à instalação do sistema fotovoltaico, o microprodutor tem de proceder ao registo da unidade de microprodução no SRM (Sistema de Registo de Microprodução), que constitui a plataforma electrónica de interacção entre a administração pública e os produtores. O registo será aceite a título provisório, até ao pagamento da taxa aplicável, no valor de 280€ (I.V.A. incluindo à taxa legal), de acordo com a portaria N.º.201/2008 no Art.1 alínea a). Após o registo provisório, o requerente terá 120 dias para instalar a unidade de Microprodução e requerer o certificado de exploração. As condições anteriores estão expressas nas alíneas 1, 2 e 3 do Art. 13º do Decreto-Lei referente a Microprodução[1].

2.7- Tipos de software usados no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

A concepção de sistemas fotovoltaicos ligados à rede eléctrica pública, e sua respectiva configuração pode ser uma tarefa complicada, se não for feita com ajuda de ferramentas informáticas que aceleram o processo.

Para se dimensionar sistemas fotovoltaicos ligados à rede pública existe um amplo leque de aplicações ao nível de software.

Ao se fazer o planeamento, estas aplicações de software permitem resolver problemas de dimensionamento e levar à optimização dos sistemas fotovoltaicos, onde incide o objectivo desta tese. Os programas de simulação permitem verificar os parâmetros eléctricos e estados operacionais, e simular o funcionamento de um sistema para diferentes configurações, e assim otimizar a energia produzida, e se o objectivo destas aplicações é otimizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos temos então que melhorar, otimizar ou desenvolver novos componentes e novos conceitos de sistemas, aplicados ao meio onde se vão inserir os sistemas fotovoltaicos.

Uma concepção equilibrada dos vários componentes do sistema fotovoltaico, como a optimização da potência instalada dos módulos, com a potência de entrada DC do inversor, será importante neste tipo de aplicações.

Neste capítulo será apresentada uma selecção dos programas mais importantes de simulação que se encontram disponíveis, que foram testados no âmbito deste trabalho e que são os mais usados em Portugal até ao presente momento. Para além da informação geral sobre o programa, vão ser descritas a facilidade de uso e as principais características do programa.

2.7.1-Software Retscreen

O software Retscreen é uma ferramenta que se apresenta inserida como uma folha de cálculo no Microsoft Excel, o que permite uma rápida adaptação ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, embora possua limitações que impedem um uso mais abrangente, como a concepção e validação dos parâmetros eléctricos entre os módulos e o inversor, que se pode configurar como crítica no desenho do sistema, tornado assim o Retscreen como um programa útil para uma simples concepção, mas não óptima para a concepção e optimização que é desejada para este trabalho[31].

2.7.2-Software PVSYST

Durante a realização deste trabalho usou-se também como ferramenta de apoio à simulação o software PVSYST.

O PVSYST, que se encontra disponível em Inglês e Francês oferece um largo leque de funcionalidades, dos quais se destaca o instrumento tridimensional para o cálculo do sombreamento, a possibilidade de importar dados de medição para comparar directamente os valores medidos e os valores simulados, e uma caixa de ferramentas para a geometria solar, a meteorologia e o comportamento operacional do sistema fotovoltaico[33].

Para além da simulação de sistemas ligados à rede, o software também permite a simulação de sistemas autónomos com geradores de apoio. Pode ainda ser utilizado para calcular as curvas características dos módulos fotovoltaicos quando existe sombreamento parcial e para além disso, para efeitos de simulação, é possível determinar e expor numerosos parâmetros, tais como dados meteorológicos, tensões e correntes eléctricas, quantidades de energia e desempenhos.

O apoio deste software foi fundamental na realização do trabalho, pois permitiu acelerar e calcular, as dezenas de simulações abrangendo situações de sombreamento a que um sistema fotovoltaico ligado à rede pode estar sujeito.

O PVSYST não permite uma rápida adaptação a sistemas fotovoltaicos ligados à rede, aplicados ao caso português, derivadas das especificidades técnicas e económicas a que a legislação assim o obriga, embora se reconheça como sendo o software mais completo para se fazer uma boa concepção e optimização de sistemas fotovoltaicos.

2.7.3-Software Sunny Design

A SMA, que é um fabricante de inversores, usados em aplicações de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, possui o Sunny Design que é gratuito, e para além de prever a energia produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico, faz o completo dimensionamento dos vários componentes do mesmo com o inconveniente de obviamente só usar inversores da SMA, e ainda faz uma análise económica da viabilidade do sistema. Para além do inconveniente atrás descrito, este sistema pode tornar-se limitativo para projectar sistemas em Portugal, já que a sua base de dados privilegia apenas as principais cidades do mundo, não sendo por isso apropriado, às vezes, ao caso português, e não também não tem em conta as especificidades decorrentes da legislação Portuguesa para a Microgeração[28].

Capítulo 3

Metodologia de optimização

3.1-O software desenvolvido MicroPV

Durante este trabalho foi feito o desenvolvimento de uma ferramenta informática de dimensionamento e optimização de sistemas de microgeração fotovoltaica, tendo em conta o quadro legislativo português, e para a simulação e estimativa dos benefícios económicos desse sistema, a que foi dado o nome de *microPV*.

A necessidade da execução desta ferramenta deveu-se ao facto de para dimensionar e optimizar sistemas fotovoltaicos termos um conjunto muito grande de variáveis para trabalhar, que podem gerar um grande número de situações possíveis para um sistema de microgeração fotovoltaico.

Apesar de existirem no mercado um grande número de ferramentas informáticas que fazem as mesmas tarefas que o *microPV* executa, a vantagem de *microPV* será a sua adaptação específica ao quadro legislativo português, às condições geográficas e às condições de ligação à rede.

Para além disso, o estudo de análise económica está adaptado ao quadro remuneratório português, o que possibilita um rápido estudo da viabilidade económica do sistema projectado.

A partir do momento que se construiu o *microPV*, o processo de concepção e optimização foi mais rápido, permitindo as escolhas óptimas para as situações que eram objecto de optimização.

O Visual Basic é uma linguagem programação produzida pela empresa Microsoft, que foi usada na concepção do *microPV*, pois possui um ambiente de desenvolvimento integrado totalmente gráfico, facilitando enormemente a construção da interface das aplicações e a sua ligação a base de dados.

Apesar da utilidade que o *microPV*, no decorrer deste trabalho, alguns cálculos e dimensionamentos foram feitos com recurso ao PVSYST e ao Excel.

Essas tarefas que não foram realizadas no *microPV*, foram as simulações de sombreamentos, realizadas no PVSYST, e ainda dimensionamento das protecções e outros componentes em que foram feitas no Excel.

As tarefas e dimensionamentos não realizados no *microPV* vão ser explicados no final desta secção, mas julgo que será base para inclusão futura nas funcionalidades do *microPV*.

O *microPV* é uma ferramenta de grande utilidade para optimização e concepção de sistemas fotovoltaicos e pode servir no futuro como ferramenta de apoio ao projecto desses mesmos sistemas.

A partir das ferramentas de cálculo desenvolvidas, permitiram então a optimização segundo as variáveis orientação, inclinação, tipo de seguimento, sombras, tipo de financiamento e outras[20].



Figura.5 - Janela de apresentação do Software microPV

3.1.1-Janela de configuração dos módulos fotovoltaicos

Dados do Sistema	
Cidade:	Porto
Ângulo de Incl.:	30
Azimute:	0
PV-Módulo	
Tecnologia:	Monocrystalino
Fabricante:	UPSOLAR
Modelo:	UP-M175M
Tensão de Pico (V):	36,8
Tensão C. Aberto (V):	43,9
Tensão C. Aberto-10°C (V):	48,7
Corrente Pico (A):	4,9
Corrente CC (A):	5,3
Potência (W):	175
Rendimento[%]:	13,68
Temp. NOCT[°C]:	47
Pot. p/ calc. (kWp):	3,68
Nº de Módulos:	24
Area PV Total [m²]:	30,696
Perdas Várias [%]:	10
Outras Perdas [%]:	5

Figura.6 - Janela de selecção configuração de sistema

Nesta janela é feita a selecção do sistema fotovoltaico na forma como vai ser integrado no local da instalação, e ainda o tipo de módulo fotovoltaico que vai ser usado, assim, foram estabelecidas as janelas de selecção que a seguir vamos descrever com mais pormenor.

Localização

Dado que o software *microPV* foi concebido especificamente para Portugal, foram inseridos na janela de selecção “Localização”, localidades em território nacional, tendo sido escolhidas as capitais de distrito de Portugal continental e ainda as duas capitais (Funchal e Ponta Delgada) das regiões autónomas de Madeira e Açores.

Foram recolhidas dados destes locais para cálculo e dimensionamento, a partir de bases de dados da NASA e disponível na internet na página “*Surface meteorology and Solar Energy*”[34].

Inclinação e Azimute

O conhecimento exacto da localização do Sol, é necessário para determinar os dados de radiação e a energia produzida pelas instalações solares[22]. A localização do Sol pode ser definida em qualquer local, pela sua altura e pelo seu azimute. No campo da energia solar, o Sul é referido geralmente como $\alpha = 0^\circ$, sendo o símbolo negativo atribuído aos ângulos orientados a este (este: $\alpha = -90^\circ$) e o símbolo positivo aos ângulos orientados a Oeste (Oeste: $\alpha = 90^\circ$). No *microPV* o algoritmo usado para o cálculo destes parâmetros da radiação foi modelo de *Duffie e Beckman*[23].

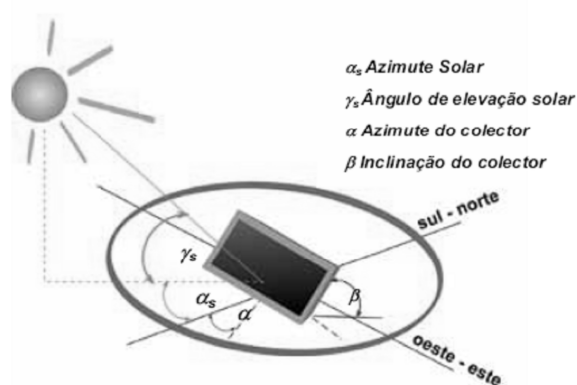


Figura.7 - Representação dos ângulos segundo as técnicas solares[4]

A irradiância solar depende da altura do Sol ($= \gamma_s$), e esta é calculada a partir de uma base horizontal. Devido à trajetória do Sol, a altura do Sol muda durante o dia e também durante o ano, como se pode ver no seguinte esquema.

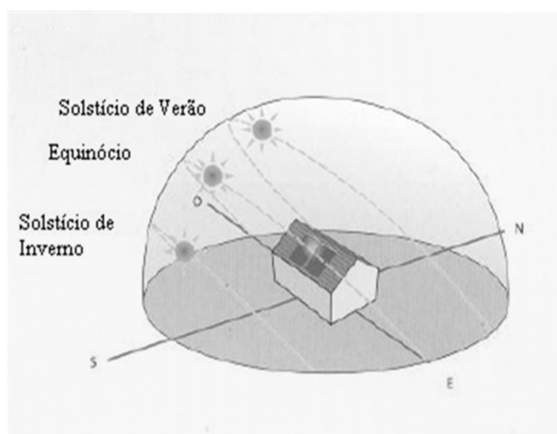


Figura.8 - Representação da posição do Sol relativamente a um plano[4]

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

$$AM = \frac{1}{\text{sen } \gamma_s}, \quad (\text{Eq.2})$$

e neste contexto, $AM = 1$ quando a posição do Sol é perpendicular ($\gamma_s = 90^\circ$). Isto corresponde à posição solar no equador ao meio-dia, no início da Primavera ou do Outono, e no seu percurso através da atmosfera, a irradiância é reduzida por reflexão atmosférica através das seguintes componentes:

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

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

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

Tabela.7 – Tabela que mostra a dependência da irradiância com a altura do Sol.

γ_s	AM	Redução total
90°	1,00	[17,3%;38,4%]
60°	1,15	[19,4%;42,8%]
30°	2,00	[28,8%;59,1%]
10°	5,76	[51,8%;85,4%]
5°	11,5	[65,1%;93,8%]

Como existe uma inclinação óptima, para um módulo fotovoltaico fixo, ao longo do ano, que para sistemas fotovoltaicos ligados à rede é -10° graus de latitude relativamente à latitude, na janela de escolha da inclinação do *microPV*, é otimizada essa inclinação para o caso português em geral, que é 30° graus de inclinação.

Sistema de seguimento

O aumento da produção energética pode ser feito seguindo-se o movimento do Sol, como tal, foi implementado um algoritmo no software *microPV* de forma a fazer a previsão de produção quando o sistema não tem qualquer tipo de sistema de seguimento (Estático), e quando tem dois tipos de dispositivos, que permitem o movimento dos equipamentos de acordo com a deslocação do sol, os que têm dois eixos e os que têm apenas um eixo. Os mecanismos com dois eixos focam sempre o Sol na melhor posição.

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

Definição do tipo de módulo a usar no sistema

No *microPV* foi elaborada uma base dados de módulos fotovoltaicos com base nas quatro tecnologias de módulos tratadas neste trabalho, onde foram inseridas as características essenciais para o cálculo e dimensionamento de sistemas de microgeração fotovoltaico, e ainda dados económicos obtidos junto de representantes locais dos fabricantes desses módulos[30].

Definição da potência do sistema

Foi estabelecida que no *microPV*, que se podia estabelecer a potência do sistema de microgeração, de acordo a potência contratada em Baixa Tensão, com base no estabelecido no decreto de lei 363/2007, de acordo com o artigo 4º, ponto 3. Assim é possível obter um dimensionamento óptimo da potência do sistema fotovoltaico a instalar para cada tipo de potência contratada em baixa tensão, com base na leitura da legislação.

Para além disso é dada ainda a possibilidade de se fazer o dimensionamento para uma dada potência.

Dados do sistema

Foi ainda inserida uma coluna na janela do *microPV*, onde se mostra as variáveis da localização do sistema, azimute e inclinação do sistema, e ainda os dados referentes ao módulo escolhido, bem como a potência estabelecida para o sistema escolhido. De realçar que já nesta janela é feita uma optimização ao sistema, para o número de módulos fotovoltaicos a usar, com base na potência escolhida e a potência unitária dos módulos escolhido que será provisória, mas transitando para a janela seguinte.

3.1.3-Janela de configuração do inversor com módulos fotovoltaicos

Módulo Fotovoltaico | Inversor | Apresentação de Resultados | Estudo Económico | Estudo Comparativo | Imprimir

Inversor
Modelo: SUNNY BOY 3300 -3,3kW
Nº Inversores: 1

Configuração do Sistema
Módulos Necessários: 24
Nº Módulos em Série: 10 Pot. PV Total [kW]: 3,5
Nº Módulos em Paralelo: 2
Total de Módulos: 20

Parâmetros Eléctricos
Icc [A]: 10,6 ✓
Imp [A]: 9,8 ✓
Voc [V]: 439 ✓
Vmpp [V]: 368 ✓
Voc -10°C [V]: 487 ✓

Dados do Sistema
Inversor:
Modelo: SUNNY BOY 3300 -3,3kW
Potência Nominal [kW]: 3,3
Tensão Mínima DC [V]: 200
Tensão Máxima DC [V]: 500
Máxima Pot. de Entrada [kW]: 3,82
Corrente Máxima de Entrada [A]: 20
Tensão de Arranque [V]: 200
Rendimento [%]: 94,2

Novo Optimizar Sair

Figura.9 - Janela de selecção configuração do inversor com o conjunto fotovoltaico

Inversor

Na escolha do inversor no software *microPV*, segue a regra geral de dimensionamento do(s) inversor(s) para sistemas fotovoltaicos no seu algoritmo, o número de inversores deriva da potência estimada para o sistema fotovoltaico[12], que é definida pela soma da potência unitária de cada módulo com o número de módulos a usar (P_{PV}). Como regra geral, qualquer desvio é usado para encaixar o inversor(s) que se adequa melhor à P_{PV} usada e definido para o seguinte intervalo[16],

$$\text{Intervalo de potência: } 0,8 \cdot P_{PV} < P_{\text{inversor no lado DC}} < 1,2 \cdot P_{PV}.$$

(Eq.3)

Configuração da configuração dos módulos no seu número de séries e paralelo

Todos os componentes no lado DC do sistema fotovoltaico (cabos, protecções, conectores, e outros) devem funcionar, a partir de valores obtidos das tensões e correntes do sistema fotovoltaico. Então devemos ter em conta os valores obtidos da tensão e corrente dos módulos ligados em série e paralelo, criando o sistema fotovoltaico. Então no microPV é feita a configuração manual da sequência série/paralelo que cumpra os requisitos da tensão e corrente que pode ser visto através de dispositivo de validação inserido nos parâmetros eléctricos. É possível ainda fazer uma optimização automática que encontra o número das sequências de série/paralelo a partir do número de módulos e de forma a satisfazer os parâmetros eléctricos[16].

Cálculo dos parâmetros eléctricos do lado DC

Corrente de curto-circuito do sistema

$$I_{cc} = I_{cc}^{módulo} \cdot N_{paralelos\ sistema} \quad (\text{Eq.4})$$

Para se verificar como válida de ponto de vista eléctrico e funcionar em condições óptimas a I_{cc} terá de ser verificar a seguinte condição;

$$\begin{cases} 1,25 \cdot I_{cc} - I_{máxima\ entrada\ DC\ inversor} < 0; Ok \\ 1,25 \cdot I_{cc} - I_{máxima\ entrada\ DC\ inversor} > 0; Erro \end{cases} \quad (\text{Eq.5})$$

Tensão em circuito aberto

$$V_{oc} = V_{oc}^{módulo} \cdot N_{séries\ sistema} \quad (\text{Eq.6})$$

Para se verificar como válida de ponto de vista eléctrico e funcionar em condições óptimas a I_{cc} terá de ser verificar a seguinte condição;

$$\{V_{oc} < V_{máxima\ entrada\ inversor}; Ok$$

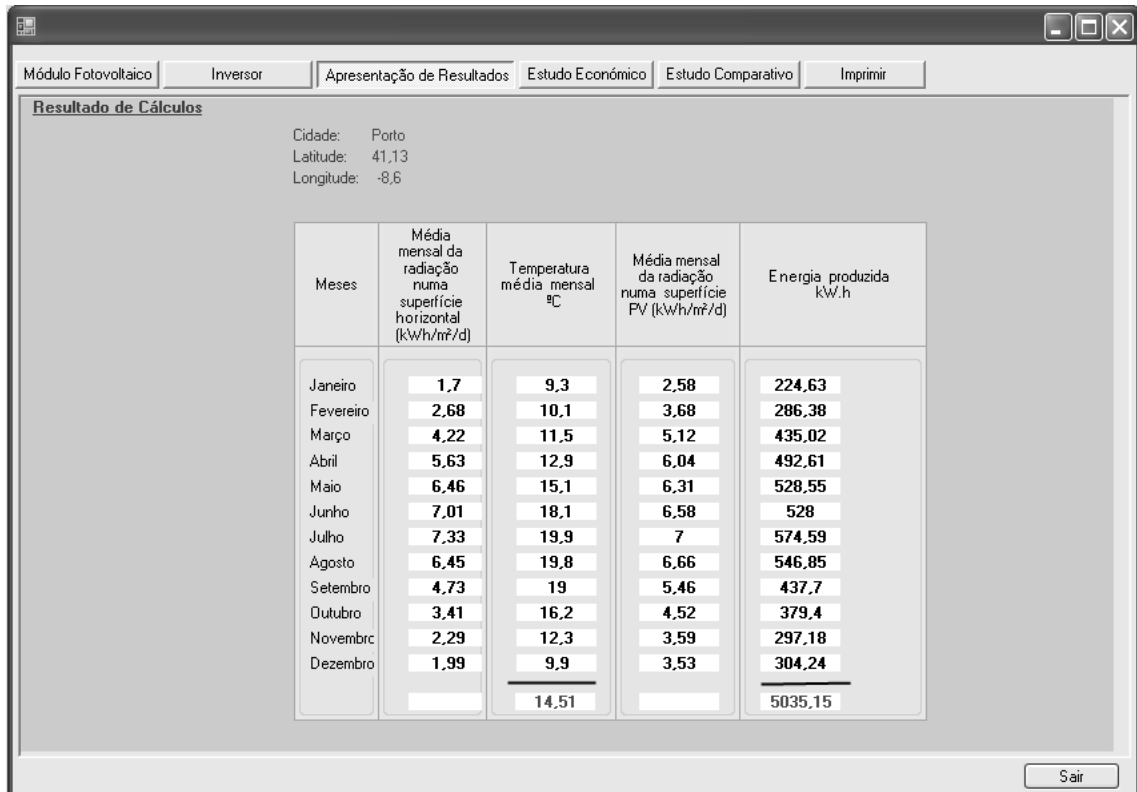
Prosseguindo na validação, vamos ter de verificar ainda para a V_{oc} a condição eléctrica abaixo descrita;

$$\begin{cases} 1,15 \cdot V_{oc} < V_{máxima\ entrada\ inversor}; Erro \\ 1,15 \cdot V_{oc} > V_{máxima\ entrada\ inversor}; Ok \end{cases} \quad (\text{Eq.7})$$

A forma de cálculo dos parâmetros foi obtida a partir das normas internacionais, nomeadamente a norma prEN50438[25].

Na caixa da janela de “*dados do sistema*”, foram inseridos os dados de referência do modelo de inversor escolhido, para melhor compreensão do tipo de configuração do sistema que estamos a fazer.

3.1.4-Janela de apresentação de resultados



The screenshot shows a software window with a menu bar containing 'Módulo Fotovoltaico', 'Inversor', 'Apresentação de Resultados', 'Estudo Económico', 'Estudo Comparativo', and 'Imprimir'. The main area is titled 'Resultado de Cálculos' and displays the following data:

Cidade: Porto
Latitude: 41,13
Longitude: -8,6

Meses	Média mensal da radiação numa superfície horizontal (kWh/m ² /d)	Temperatura média mensal °C	Média mensal da radiação numa superfície PV (kWh/m ² /d)	Energia produzida kW.h
Janeiro	1,7	9,3	2,58	224,63
Fevereiro	2,68	10,1	3,68	286,38
Março	4,22	11,5	5,12	435,02
Abril	5,63	12,9	6,04	492,61
Mai	6,46	15,1	6,31	528,55
Junho	7,01	18,1	6,58	528
Julho	7,33	19,9	7	574,59
Agosto	6,45	19,8	6,66	546,85
Setembro	4,73	19	5,46	437,7
Outubro	3,41	16,2	4,52	379,4
Novembro	2,29	12,3	3,59	297,18
Dezembro	1,99	9,9	3,53	304,24
		14,51		5035,15

A 'Sair' button is located at the bottom right of the window.

Figura.10 - Janela de apresentação de dados quanto à energia produzida

Para se ter uma previsão da produção de energia, é necessário avaliar a localização, a qualidade e configuração do sistema fotovoltaico. Para este efeito, são deduzidas as perdas do sistema fotovoltaico à produção ideal calculada para o sistema fotovoltaico.

Na apresentação de resultados desta janela, é feita apresentada a previsão feita pelo *microPV* para a energia produzida pelo sistema com base no mês do ano e no seu total. São ainda apresentados os valores da radiação numa superfície PV na horizontal e no seu plano, e ainda a temperatura média mensal tendo em conta a localização do sistema.

De forma a verificar a qualidade dos resultados produzidos pelo programa *microPV* desenvolvido para este trabalho, foi feito um teste de comparação entre ele e mais dois programas disponíveis para cálculo de sistemas fotovoltaicos, a partir de uma configuração *standard* de um sistema fotovoltaico, de forma a verificar qual a previsão de energia produzida por cada programa.

Tabela.8 – Configuração *standard* do sistema seria, a demonstrada na tabela seguinte.

Dados do Sistema fotovoltaico	<i>Standard</i>
Localização	Porto
Orientação	Sul
Inclinação	30°
Módulo	Sharp NT175
Número de módulos	6
Potência PV (kW)	1,05

Foram então feitas as simulações, em cada um dos programas com base nos dados da tabela anterior, e tivemos os seguintes resultados para a energia produzida durante um ano, como se mostra no seguinte gráfico.

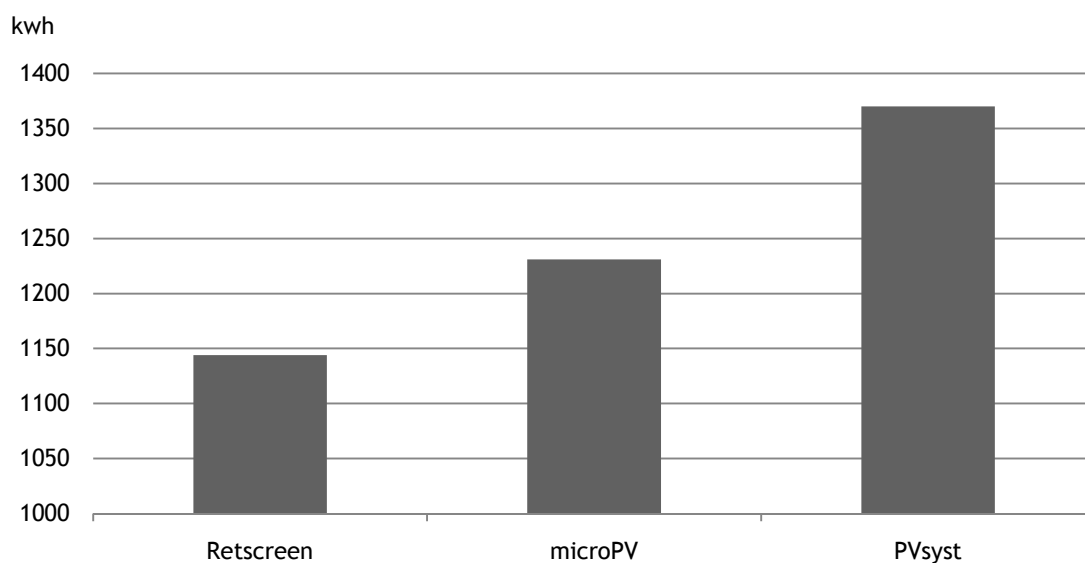


Figura.11 - Energia produzida durante um ano (kWh)

Verifica-se que o *microPV*, produz resultados que podem ser considerados neste trabalho, visto a previsão de energia proposto pelo *microPV* se encontrar entre o proposto pelo Retscreen e o PVsyst com desvios entre eles inferiores a 15%.

3.1.5-Janela de para realização de estudo económico

Investimento

Preço dos Módulos €	14592
Preço do Inversor €	2220,8
Estrutura de Fixação €	4800
Contador	546
Cabos (metros) 50 Preço €/m 1,5	75
Registo e Insp. €	1780
Caixa e Protecções €	346
Investimento Total €	24359

Taxas Variáveis

Taxa de Actualização %	4,5
Tarifa €	0,11
Tarifa de Microgeração €	0,65
T.A Energia %	4
Taxa de Juro %	8
Taxa de Regressão %	5

Energia Produzida

Meses	Rendimento 1º Ano (€)
Janeiro	175,21
Fevereiro	223,38
Março	339,31
Abril	384,23
Maio	412,27
Junho	411,84
Julho	448,18
Agosto	426,54
Setembro	341,41
Outubro	295,93
Novembro	231,8
Dezembro	237,31
Rendimento Total	3927,41

Viabilidade Económica

Ano	VAL (€)
1	-20600,71
2	-17004,26
3	-13562,68
4	-10269,31
5	-7198
6	-4182,16
7	-1440,49
8	1051,94
9	3317,79
10	5313,26
11	7185,86
12	8888,22
13	10435,82
14	11842,73
15	13000,07

Calcular

T.R.C. 8 anos
T.I.R. % 12,2

Sair

Figura.12 - Janela destinada à realização de estudo de viabilidade económica

Avaliação económica

A Análise de Viabilidade consiste num estudo técnico de cariz financeiro que procura determinar as possibilidades de sucessos económico e financeiro de um determinado projecto, seja ele um projecto de investimento, o lançamento de um novo produto, a entrada num novo mercado ou um projecto de reestruturação organizacional. Através deste estudo são efectuadas previsões dos proveitos e dos custos gerados pelo projecto e calculados diversos indicadores de viabilidade, baseados na avaliação dos fluxos de tesouraria gerados, entre os quais a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Valor Actual Líquido (VAL) e o Tempo de recuperação de capital (TRC).

As análises de viabilidade são necessárias para apoiar na tomada de decisões (as suas conclusões podem determinar a realização ou não de um determinado investimento, por exemplo), mas também podem ser requeridas por entidades financeiras que determinar a viabilidade do projecto

Nos sistemas fotovoltaicos, os custos de investimento vão determinar o custo de produção da energia gerada, já que, não vão existir custos adicionais com combustíveis. Quanto aos custos correntes, como seguros, manutenção e outros, não têm expressão na estrutura de investimento.

Se as instalações fotovoltaicas são integradas no edifício durante a sua construção, tendo sido considerada a sua localização desde o início do projecto de construção do edifício, os

sistemas fotovoltaicos integrados nos telhados ou nas fachadas podem ter como resultado poupanças consideráveis nos materiais de construção (custos evitados).

Na avaliação económica é considerada uma vida útil de 15, considerando a energia que será produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico[14].

Isenções Fiscais

Quando se calculou o investimento houve uma subtracção de 777€, que é a dedução máxima, pois todos os investimentos ultrapassam os 2536,6€. Os contribuintes podem deduzir à sua colecta 30% dos gastos com estes aparelhos, por isso foi tido em conta essa vantagem económica no algoritmo de viabilidade económica do *microPV*[25].

Taxas e valores úteis para estudos de viabilidade económica

Para este projecto definiu-se uma taxa de actualização de 4,5% (T.A.) para um horizonte de estudo a 15 anos por razões de duração de vida do equipamento. Apenas no estudo de viabilidade económica em função do tipo de financiamento é que se estudou com um horizonte de vida a 20 anos como se explica nessa secção.

Tabela.9 – Taxa de actualizada usada para a realização do trabalho.

Taxa de Actualização
4,5%

Com início no quinto ano, a remuneração da energia produzida é paga com numa redução de 5% todos os anos.

Tabela.10 – Taxa de redução da tarifa a partir do 5ºAno.

Taxa de redução da tarifa a partir do 5ªAno
5%

A partir do décimo quinto ano a remuneração é paga com base na tarifa BT, desse ano, tendo sido definido uma taxa de actualização da energia de 4%.

Tabela.11 – Valores usados para cálculo da tarifa paga a partir do 15ºAno.

Tarifa	T.A energia
0,11 €	4%

No seguinte gráfico podemos ver o comportamento do valor da tarifa paga ao microprodutor ao longo de 20 anos, com base que o sistema produz o mesmo valor de energia todos os anos, com base na interpretação da legislação.

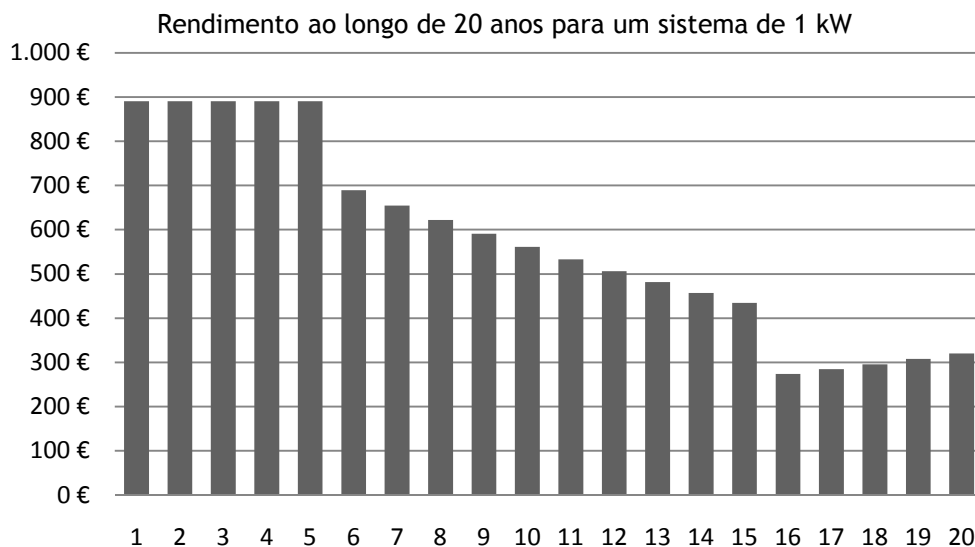


Figura. 13 - Remuneração para o sistema de microgeração fotovoltaico ao longo de 15 anos.

A partir do valor auferido todos os anos, foi calculado no *microPV* o cash-flow ¹anual, usando ainda o valor das amortizações anuais do investimento, e ainda um valor estimado de 100€ para acções de manutenção na instalação.

A partir daqui foram calculados os valores do valor actual líquido (VAL), da taxa interna de rentabilidade ou retorno (TIR) e do tempo de recuperação de capital (TRC).

No valor do investimento com base nas bases de dados incluídas no *microPV*, com os valores dos preços foram incluídos todas as componentes necessárias à realização de um projecto de microgeração fotovoltaico.

Tabela.12 – Componentes necessários a incluir no Investimento do Sistema fotovoltaico.

Investimento	
Equipamento	Descrição
Módulos	Investimento total em módulos
Inversor	Investimento no inversor
Estrutura de Fixação	Custo da fixação e Custo da instalação
Contador	Investimento no Contador
Cabos	Custo unitário a multiplicar pelas distância
Caixa e protecção	Custo das protecções
Registo	Valor definido na legislação

¹ Fluxo de caixa contabilístico

3.1.6-Janela para observação de sistemas dimensionados

Alternativa 1		Alternativa 2	
Localização:	Porto	Localização:	Faro
Pot. da Instalação kW:	3,68	Pot. da Instalação kW:	3,68
Seguimento:	Fixo	Seguimento:	Fixo
Orientação:	0	Orientação:	0
Inclinação:	30	Inclinação:	30
Fabricante dos Módulos:	UPSOLAR	Fabricante dos Módulos:	Yellow Line
Modelo:	UP-M175M	Modelo:	YL-175W
Nº de Módulos:	20	Nº de Módulos:	20
Pot. Unit. dos Módulos W:	175	Pot. Unit. dos Módulos W:	175
Modelo de Inversor:	SUNNY BOY 3300 -3,3kW	Modelo de Inversor:	SUNNY BOY 3300 -3,3kW
Energia Produzida kW:	5035,15	Energia Produzida kW:	5333,61
Investimento €:	24359	Investimento €:	29855
TRC - T. Recup. Capital:	8 anos	TRC - T. Recup. Capital:	10 anos
TIR-Tx. Int. de Retorno %:	12,2	TIR-Tx. Int. de Retorno %:	9,4

Figura.14 - Janela destinada a verificar a melhor escolha entre duas configurações possíveis

Para se conseguir fazer a distinção entre duas possíveis configurações de um sistema de microgeração fotovoltaico, o software *microPV* desenvolvido neste trabalho, tem uma janela que permite a visualização de duas configurações possíveis, de forma a verificar-se qual será a ideal para o lugar onde vai ser feita a instalação.

Esta possibilidade permite ainda distinguir, por exemplo, duas ofertas distintas para uma mesma instalação, o que pode ajudar a tomar a decisão quanto ao melhor sistema fotovoltaico a instalar, para assim se conseguir obter a optimização do sistema de microgeração fotovoltaico.

É de realçar que os elementos mais importantes nesta janela de comparação são a energia produzida em kWh, o tempo de recuperação de capital (TRC) e a taxa interna de rentabilidade ou retorno (TIR), pois a energia produzida permite ver qual é o sistema que tem o melhor desempenho técnico e as taxas de recuperação de capital e de rentabilidade, vão demonstrar qual é o sistema que tem o melhor desempenho económico-financeiro.

3.1.7-Janela para realizar a geração de relatórios dos sistemas estudados

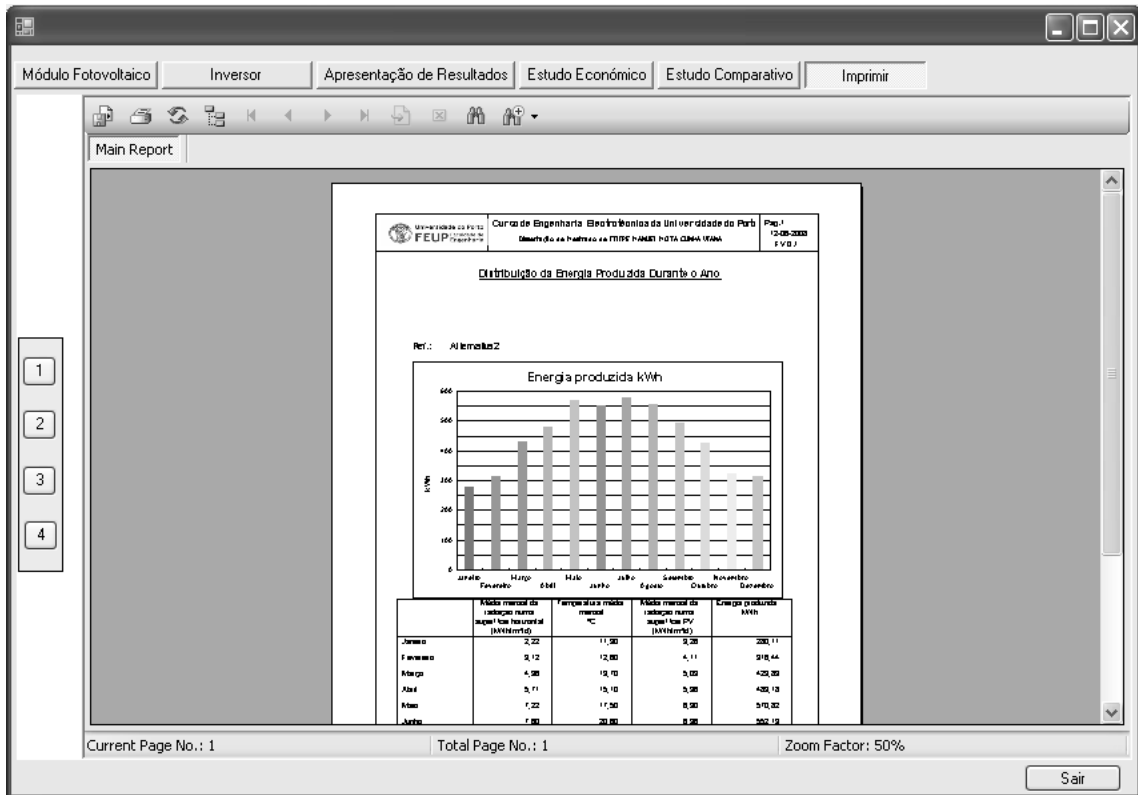


Figura.15 - Janela que permite a produção de um relatório do sistema configurado

Foi ainda criada uma janela que permite o gerar de relatórios dos sistemas de microgeração fotovoltaicos por nós dimensionado, de forma a permitir no futuro o arquivo e memória dos sistemas.

3.1.8-Componentes dimensionados e otimizados no exterior do microPV

Dado que o microPV ainda não possui todas as funcionalidades necessárias ao dimensionamento de sistemas de microgeração fotovoltaico, nesta secção é explicada como foi feito esse dimensionamento.

Cabo DC

Com o dimensionamento do inversor, com os módulos é possível produzir um esquema geral da instalação. Ao determinar os locais da instalação dos vários componentes do sistema fotovoltaico deve ser determinado o comprimento aproximado de cada cabo.

No dimensionamento dos cabos devem ser observados, o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível no cabo e minimização das perdas nas linhas.

O cabo principal DC deve respeitar os seguintes valores;

$$V = V_{oc} \cdot \text{módulos em série} \cdot 1,15; \quad (\text{Eq.8})$$

$$I = I_{CC} \cdot \text{módulos em paralelo} \cdot 1,25; \quad (\text{Eq.9})$$

O processo de dimensionamento da secção dos cabos deve também tomar em consideração a necessidade de reduzir o mais possível as perdas resistivas.

Caixa de junção

As séries individuais de uma sequência de módulos fotovoltaicos são ligadas entre si na caixa de junção geral do sistema de microgeração fotovoltaico. Para além destes cabos são também ligados, o cabo principal DC e, se for necessário, o condutor de ligação equipotencial, e ainda possui uma vocação de protecção através dos díodos de Schottky inseridos nessa caixa.

Esta caixa deve ser de classe II de protecção e deve ter os terminais positivos e negativos claramente separados no seu interior.

Disjuntores

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

Os disjuntores diferenciais são aparelhos de protecção sensíveis à corrente residual diferencial.

Cabo AC

O cabo AC usado para a ligação, e que deve ser o mesmo entre o inversor e a ligação à rede de distribuição é o do tipo H05, como são descritas as normas do guia técnico para a microgeração, da DGGE.

Sistemas de fixação

Temos de considerar vários factores para escolher devidamente o local de colocação dos módulos fotovoltaicos.

Os painéis fotovoltaicos podem ser montados no solo, em fachadas ou em telhados. Verificar se o sistema de montagem é compatível com o local de instalação, tendo em atenção os seguintes aspectos:

- Verificar se existem pontos de fixação em número suficiente.
- Verificar se é admissível peso extra no local de instalação.
- Considerar a força do vento que incide no local de instalação.
- Verificar o sombreamento existente no local de instalação.
- Assegurar que a funcionalidade do local de instalação dos módulos é mantida durante o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico[4].

3.2-Optimização

3.2.1-Optimização da orientação dos sistemas

A radiação solar é sempre maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões. Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar (telhados,...). A análise da radiação anual ajuda a equacionar a conveniência das áreas existentes, tendo em conta o seu aproveitamento solar.

A orientação da instalação solar, tem por resultado diferentes níveis de irradiação. Em Portugal, a orientação óptima de uma instalação é a direcção Sul, com um ângulo de 30° de inclinação. Neste caso, o nível de irradiação é quinze por cento maior do que numa área horizontal (ângulo de inclinação: $\beta = 0$).

A construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição óptima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação. Os telhados com uma orientação que varie ainda mais da posição óptima, podem também ser explorados, mas nesta situação a menor irradiação deverá ser equacionada.

A utilização das fachadas para a integração de tecnologias solares (ângulo de inclinação $\beta = 90^\circ$) implica uma produção de energia menor, devido à redução significativa da irradiação. Neste caso, a boa visibilidade da instalação solar (o proveito da imagem), aspectos de design, entre outros factores, têm um papel vital para a decisão final sobre a construção da fachada com este material[4].

O semestre do Verão (de Abril a Setembro), proporciona a maior proporção do total da irradiação anual global, aproximadamente 77 %, e perto de 1.120 kWh/m[4].

Sistemas fotovoltaicos ajustáveis podem tomar em consideração ambas as posições solares ideais (posição diária e posição sazonal).

Reflexão na Terra

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

Tabela.13 – Radiação mensal média pela orientação dos painéis no plano inclinado.

Cidade- Porto	Radiação média pela orientação dos módulos (kWh/m ²)											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Sul-0°	92	89,7	147	155,4	183,3	189,4	190,9	193,2	164,3	131,5	83,6	73,6
Norte-180°	23,9	33,8	70,3	105,1	151,1	171,2	165,2	136,2	80,2	45,9	27,9	22
Sudoeste-45°	78,1	83	133,2	150,9	181,7	188,8	189,6	186,5	154,6	115,7	72,4	62,1
Oeste-90°	52,8	63,4	111,4	134,7	170	181,4	182,3	168,1	129,1	90,5	51,9	42,3
Noroeste-135°	25,2	43,1	79,4	111,7	151,1	170,7	165,1	141	93	52,7	31,8	22

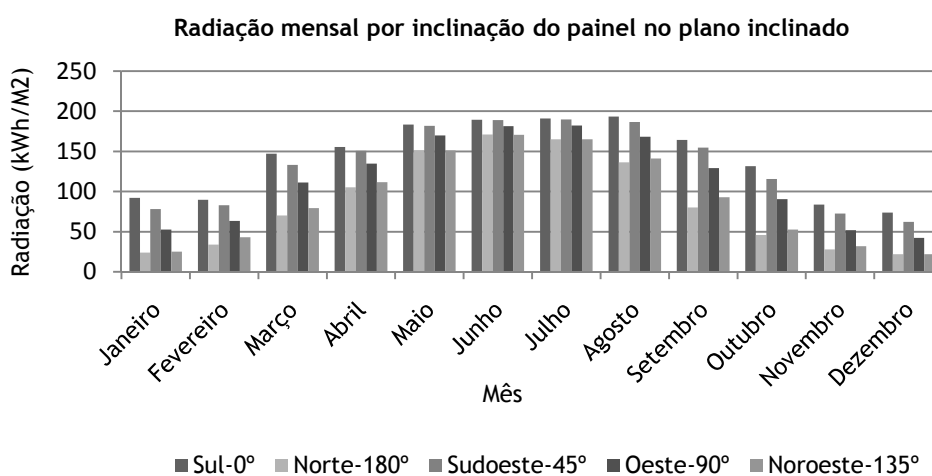


Figura.16 - Gráfico com os valores mensais da radiação por tipo de orientação.

Tabela.14 – Características do sistema fotovoltaico usado para otimização da orientação.

Dados do Sistema fotovoltaico	Standard
Localização	Porto
Inclinação	30°
Módulo	Yellow line 175W
Número de módulos	20
Potência Saída AC (kW)	3,3

Com base na configuração da Tabela 14, elaborou-se no *microPV*, simulações que permitem comparar as diferenças da energia produzida para um sistema, variando entre cada situação a orientação dos painéis.

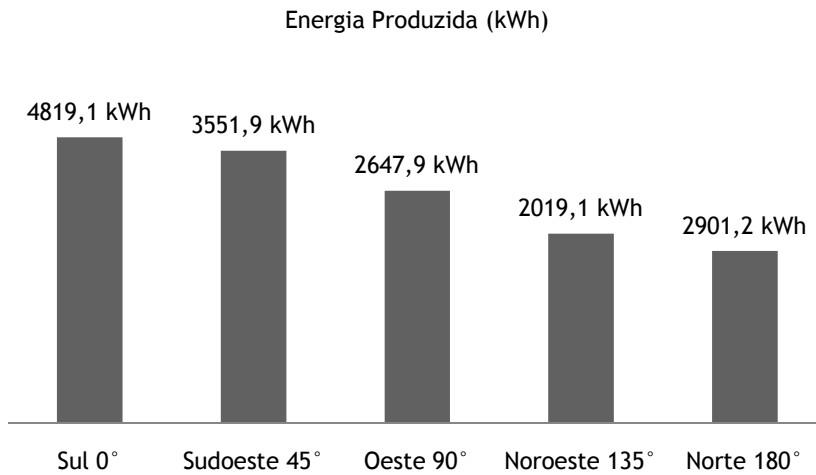


Figura.17 - Energia anual produzida em função da orientação dos módulos.

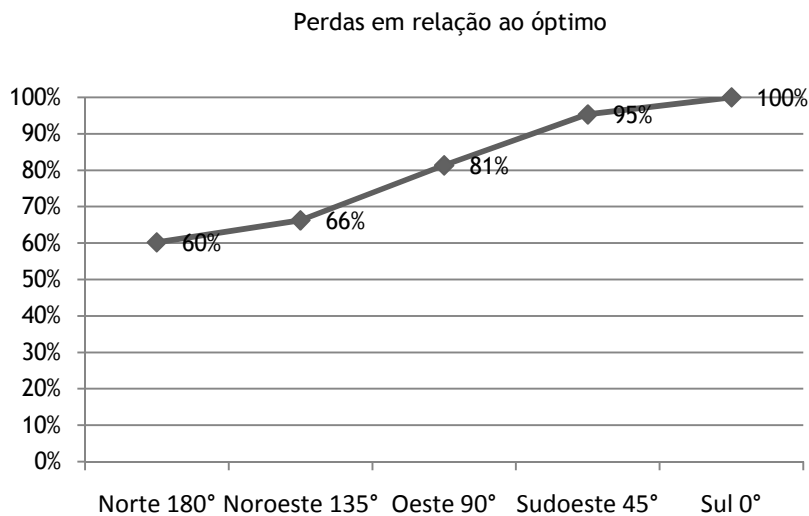


Figura.18 - Gráfico com a relação percentual de perdas em relação ao óptimo.

Da simulação no *microPV* do mesmo sistema fotovoltaico para diferentes orientações, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação, para orientação diferentes da óptima. Uma orientação para Norte, de uma instalação deve ser evitada, por tratar-se de uma má prática e pode colocar em causa a inviabilidade do projecto. Aliás devem ser evitadas todas orientações entre Oeste (90°) e Este (-90°), passando por Norte (180°).

A orientação óptima Sul (0°), é a que maximiza a produção, mas se a instalação não permitir essa orientação, o desvio alguns graus não fazem perder muita eficiência ao sistema, mas dado que o custo da energia é caro, e também a sua remuneração é conveniente a orientação dos sistemas para Sul de forma a maximizar a eficiência da instalação.

3.2.2- Optimização da inclinação dos sistemas e sua integração no local

Os módulos fotovoltaicos podem ser integrados ou dispostos na face das fachadas. Ainda que, em termos comparativos, a respectiva radiação incidente e logo a produção de energia sejam inferiores, as fachadas oferecem outras vantagens. Se forem substituídos os elementos caros das fachadas, como   o caso das placas de pedra ou de aço inoxidável, por elementos fotovoltaicos, resultam custos evitados que tornam o sistema fotovoltaico muito interessante sob o ponto de vista económico. Os módulos proporcionam enormes possibilidades de desenho e podem ser fabricados em qualquer forma e tamanho, e serem fornecidos com todos os atributos visuais e funcionais dos envidraçados convencionais. Para além disso, a fixação dos módulos não coloca nenhuma consideração especial, visto ser em tudo semelhante   dos envidraçados convencionais. Não são   possível um suporte único ou multilateral, mas também   possível uma união de ponto fixo ou adesiva. Deve-se no entanto ter em atenção que os cabos, as ligações eléctricas e os díodos de derivação, devem ser facilmente acessíveis para que, na eventualidade de uma falha, possam ser substituídos. Nesta secção procurou-se testar a produção de energia para vários tipos de inclinação dos painéis, por exemplo se estiverem a 90  podem ser inseridos em fachadas, ou a 0  podem ser inseridos em tectos transparentes.

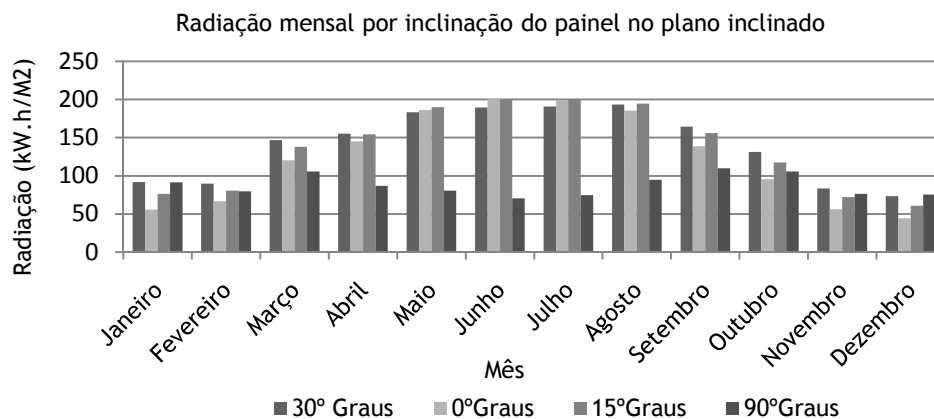


Figura. 19 - Gráfico com os valores mensais da radiação por tipo de inclinação.

Tabela.15 – Características do sistema fotovoltaico usado para optimização da inclinação.

Dados do Sistema fotovoltaico	Standard
Localização	Porto
Orientação	Sul
Módulo	Yellow line
Número de módulos	20
Potência saída AC (kW)	3,3

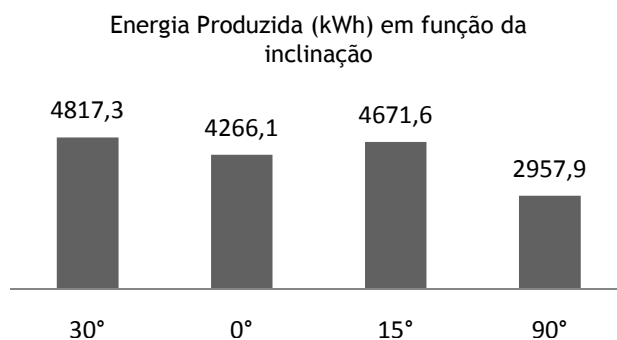


Figura.20 - Energia anual produzida em função da inclinação dos módulos.

A partir da configuração da Tabela 15, foram feitas no microPV, as simulações que permitem comparar as diferenças da energia produzida para um sistema, variando entre cada situação a inclinação dos painéis.

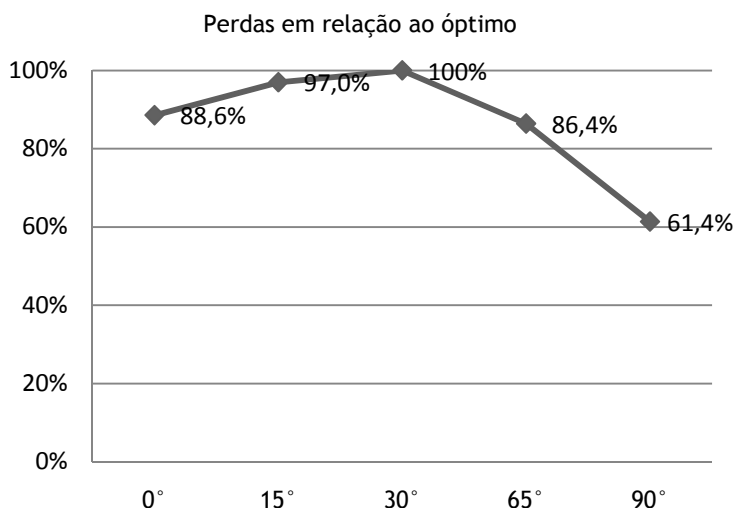


Figura.21 - Gráfico com a relação percentual de perdas em relação ao óptimo.

Com base nas simulações do *microPV*, no mesmo sistema fotovoltaico variando a inclinação de forma a verificar, até onde podemos instalar os módulos fotovoltaicos na nossa instalação, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação, para inclinações dos módulos diferentes da óptima, que se situa para a região do Porto na ordem dos 30°, embora esse valor não seja muito diferente para quase todo o país, já que a sua dimensão não permite grandes desvios entre diferentes regiões.

Observa-se que a instalação pode ser feita com inclinações dos módulos em valores angulares baixos, já que não causa grandes perdas, o que será uma vantagem, já que, por exemplo, a inclinação da maior parte dos telhados em Portugal situa-se entre 0° e 30°, facilitando assim, a rápida inserção dos sistemas fotovoltaicos em telhados.

De forma oposta, não se recomenda a instalação em fachadas já que as perdas de produção de energia seriam consideráveis, não tornando o investimento rentável.

3.2.3-Optimização da área

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

$$\eta = \frac{P_{mpp}(STC)}{A \cdot 1000 W/m^2} (\%)$$

(Eq. 10)

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

$$\eta_{nominal} = \eta(STC) (\%);$$

(Eq. 11)

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

$$\eta = \eta_{nominal} - \Delta\eta (\%).$$

(Eq. 12)

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

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

(Eq. 13)

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

Tendo em conta a variação do rendimento do módulo, vamos verificar qual das tecnologias usadas neste trabalho possuem a melhor relação entre a potência instalada e a área necessária. Para isso usou-se um modelo de módulo de cada tipo de tecnologia e configurou-se um sistema para 3,3 kW, com base nos pressupostos da seguinte tabela.

Tabela. 16 – Características do sistema fotovoltaico usado para optimização da área.

Dados do Sistema fotovoltaico	Standard
Localização	Porto
Orientação	Sul
Inclinação	30°
Potência Saída AC (kW)	3,3

Para este estudo foram usados os seguintes módulos, cada um representando uma tecnologia, com os dados necessários para esta comparação.

Tabela.17 – Características dos módulos usados para otimização da área.

Tipo de Tecnologia	Modelo	P _{módulo}	Área módulo (m ²)	η _{módulo} (%)
Tecnologia Policristalina	BP 3150S	150 W	1,26	11,80
Tecnologia Monocristalina	Conergy 175M	175 W	1,28	13,70
CSG (Crystalline Silicon on Glass)	Würth 80	80 W	0,73	10,9
Tecnologia Amorfa	PVL-128	128 W	2,16	5,9

Foi feito então o dimensionamento de quatro sistemas fotovoltaicos com base nos módulos usados e foram obtidos os resultados abaixo descritos, para uma potência de saída de 3,3 kW.

Tabela.18 – Resultados dos módulos usados para otimização da área.

Tipo de Tecnologia	Modelo	Nº módulos	Área Total (m ²)
Tecnologia Policristalina	BP 3150S	24	32
Tecnologia Monocristalina	Conergy 175M	20	28
CSG (Crystalline Silicon on Glass)	Würth 80	42	40
Tecnologia Amorfa	PVL-128	27	75,4

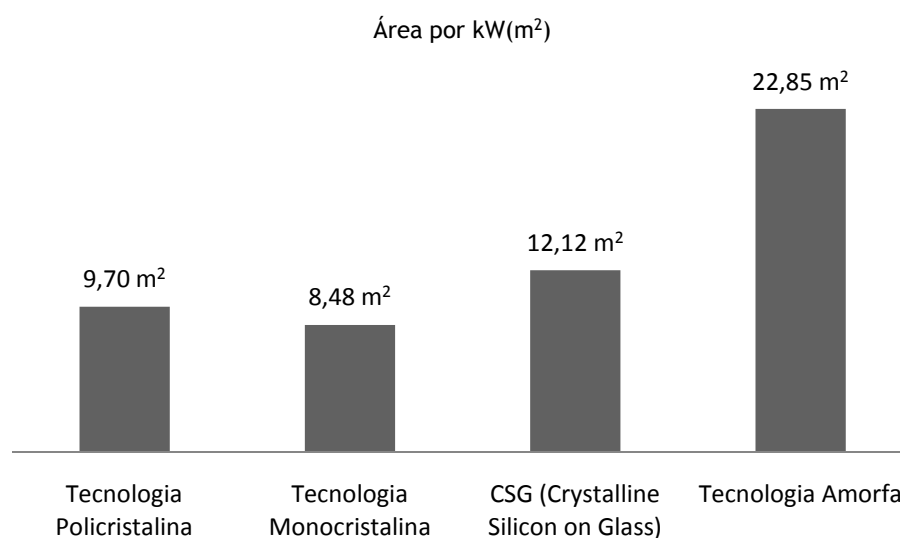


Figura.22 - Área usada por um sistema fotovoltaico em função da tecnologia do módulo.

Da análise, às simulações feitas microPV, observa-se que para a mesma potência a tecnologia amorfa necessita de mais área, sendo a tecnologia Monocristalina a que menos área necessita. As tecnologias cristalinas convencionais necessitam menos área, do que a tecnologia CSG, que é um módulo fotovoltaico semitransparente com tecnologia cristalina,

que embora menos eficiente é adequado a instalações BIPV, bem como o módulo usado com tecnologia amorfa, por possuir propriedade, permitem uma flexibilidade muito grande numa instalação BIPV.

Assim as tecnologias cristalinas são por nós a preferidas para escolha em sistema de microgeração fotovoltaico por terem a melhor prestação investimento/área necessária.

3.2.4-Sombras artificiais

O impacto da sombra nos sistemas fotovoltaicos, depende dos seguintes factores, o número de módulos sombreados, a interligação entre a célula e o diodo de passagem, o grau de sombreamento, a distribuição espacial e o curso da sombra durante o tempo.

Quando se prevê a produção de energia, a redução da irradiação é normalmente determinada para a área dos módulos. No entanto, isto não tem em conta que a curva característica do tipo de módulo é modificada em função do sombreamento, o que provoca que o MPP do inversor se desloque. O ponto operacional do inversor tenta rastrear o ponto MPP e o desvio do MPP determina a redução da potência relativamente a um sistema fotovoltaico que não está sombreado.

A seguir é demonstrada a viabilidade técnica e económica de sistemas com sombreamento, através da análise dinâmica obtida no PVSYST, visto que o *microPV* não possui capacidade para fazer o tipo de cálculo em questão.

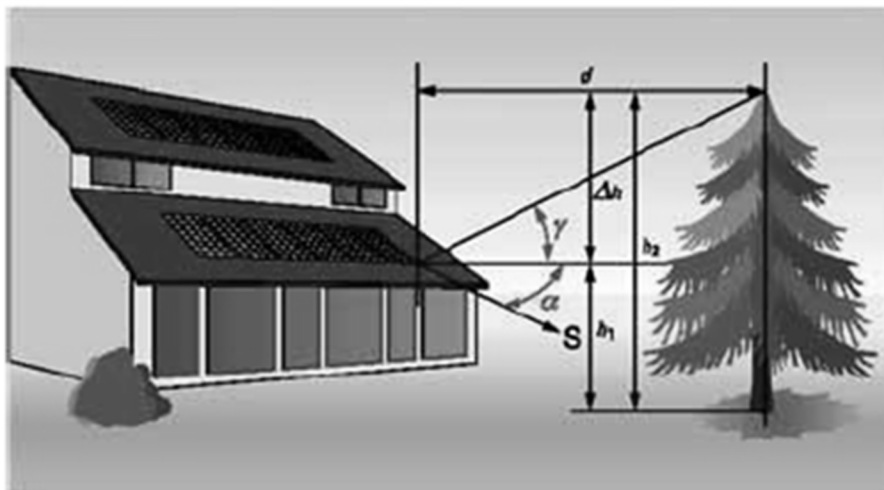


Figura.23 - Determinando o ângulo de elevação e o ângulo de azimute de um objecto[4]

O ângulo de elevação gama (γ) é calculado a partir da diferença entre a altura do objecto que projecta a sombra (h_2) e a altura do sistema fotovoltaico (h_1), e da distância entre os dois;

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \operatorname{arctg}\left(\frac{h_2 - h_1}{d}\right) = \operatorname{arctg}\left(\frac{\Delta h}{d}\right)$$

(Eq. 14)

o ângulo de elevação é obtido para todos os obstáculos na área que rodeia o sistema solar, sendo preciso conhecer a altura e a distância dos objectos a partir do local de observação. O azimute dos obstáculos pode ser calculado directamente a partir do plano do local ou do esquema.

Os ângulos de elevação e os ângulos de azimute dos objectos, podem também ser determinados utilizando um analisador de sombras.

Contudo, um mapa de trajectória solar com o eixo das ordenadas graduado segundo uma divisão trigonométrica, é o suficiente em várias situações, este é copiado sobre uma transparência e disposto num semi-círculo. O observador, na perspectiva do sistema, pode agora olhar para os objectos através deste diagrama, ler directamente e anotar os ângulos de elevação e de azimute. Para poder registar um maior ângulo de visão, poderá ser de grande utilidade uma lente de visão angular, semelhante às lentes do tipo olho de peixe, utilizadas como vigia nas portas[4].

O factor de transmissão específica a quantidade de radiação solar que passa através da árvore. Este factor é considerado em alguns programas de simulação, nomeadamente no usado (PVSYST).

Apenas para programas de simulação mais complexos (PVSYST), é tido em conta a geometria dos módulos e o modo com que os módulos estão ligados. Sem programas de simulação, são necessários os totais de irradiação para cada mês no local da instalação. Isto permite estimar a perda de irradiação para cada mês a partir do valor de percentagem de sombreamento, que é calculada a partir do mapa de trajectória solar.

A seguir será verificada a situação de uma instalação fotovoltaica ter um sombreamento a determinadas horas do dia ao longo do ano, com o factor “Árvore” como sombra em função da distância. Nas seguintes simulações, para um sistema fotovoltaico colocado a 8 metros do solo, e uma árvore com 18 metros de altura, simulou-se o sombreamento em função da distância da árvore.

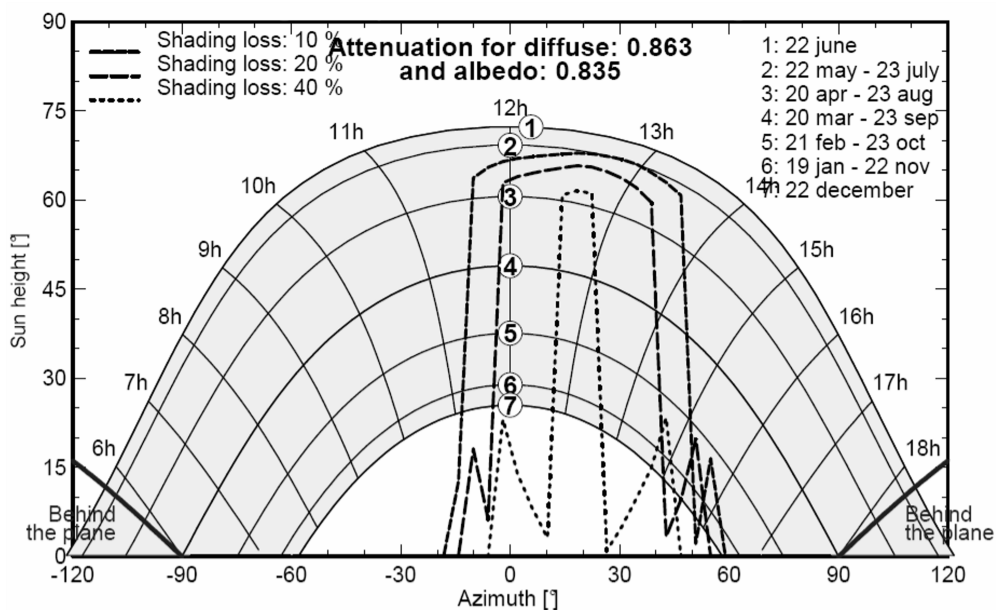


Figura.24 - Gráfico com o movimento solar para marcar as sombras.[33]

Tendo em conta as seguintes características do sistema fotovoltaico vamos verificar com a ajuda do PVSYST, a influência da ocorrência de sombras artificiais a partir de certa hora do dia.

Tabela.19 – Características do sistema fotovoltaico para verificar a influência de sombras.

Localização	Orientação	Inclinação dos Painéis
Porto	Conjunto Sul	30°

Tabela.20 – Situação estudadas para verificar a influência de sombras.

Situação	Tipo sombra
Sem sombra	Sem sombra
Situação 1	Sombra a 10 metros
Situação 2	Sombra a 20 metros
Situação 3	Sombra a 30 metros

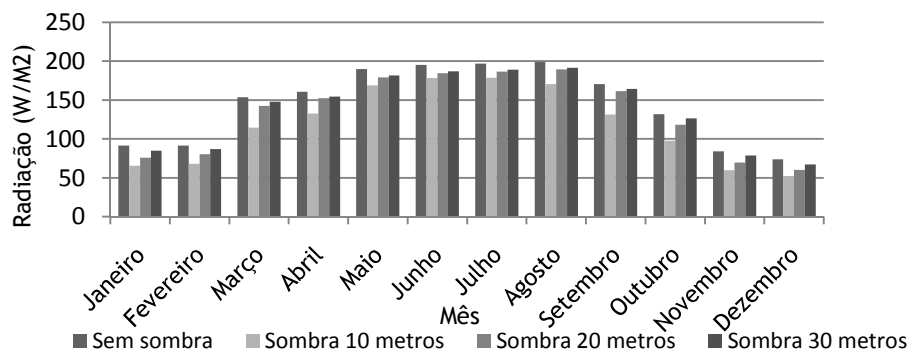


Figura.25 - Gráfico com os valores mensais da radiação em função do sombreamento.

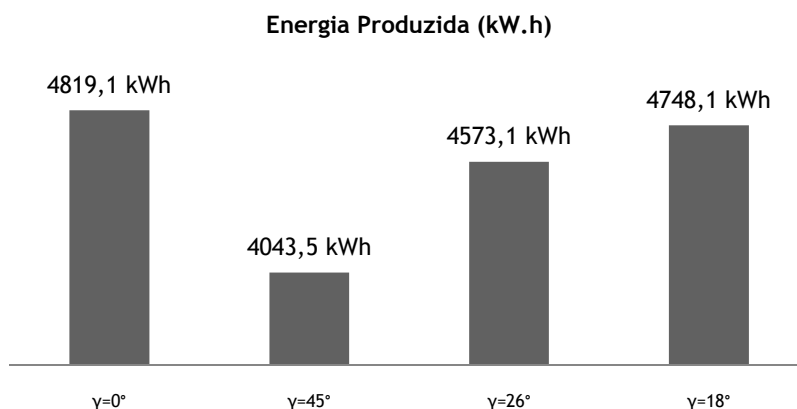


Figura.26 - Energia anual produzida em função do sombreamento.

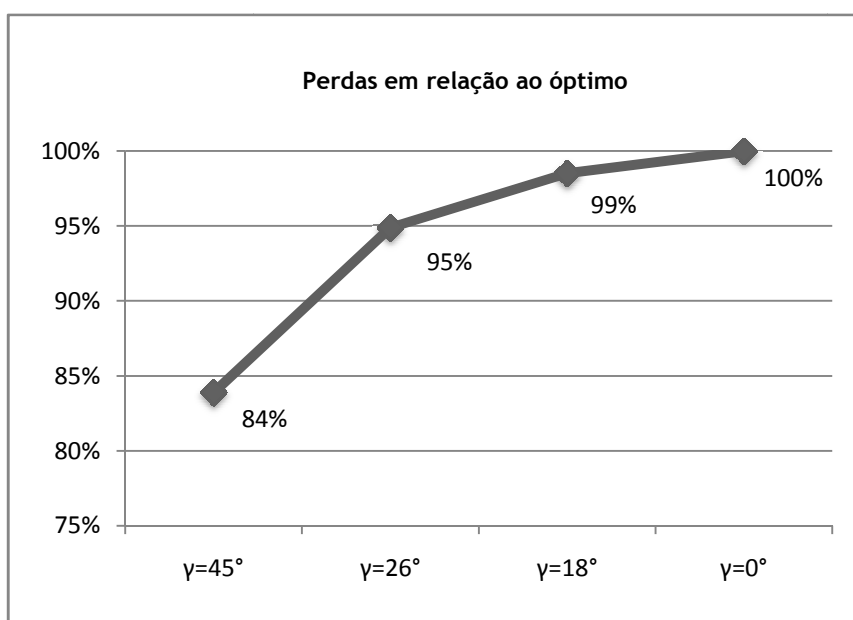


Figura.27 - Gráfico com a relação percentual de perdas em relação ao óptimo.

É importante o estudo dos sombreamentos que eventualmente possam ocorrer, em uma instalação fotovoltaica de microgeração. Assim, observa-se que apesar da instalação ter as condições ideais de instalação (orientação, inclinação, outros), e possuir uma sombra artificial que no caso em estudo foi uma árvore, este factor pode causar inviabilidade do projecto já que as perdas podem ser consideráveis, ou mesmo causar, a inoperacionalidade do sistema.

Assim, é necessário ter cuidado às sombras existentes no meio e o acesso a um programa de simulação dinâmica de sombras como PVSYS é essencial para um óptimo dimensionamento da instalação e prever possíveis perdas e permitir que o empreendimento seja viável do ponto de vista económico.

3.2.5-Sistemas de seguimento

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

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

Há dois tipos de dispositivos, que permitem o movimento dos equipamentos de acordo com a deslocação do sol: os que têm dois eixos (Deger 300EL) e os que têm apenas um eixo (Deger TopTraker 8.5). Os mecanismos com dois eixos focam sempre o Sol na melhor posição. No entanto, dado que os mecanismos de dois eixos são muito mais complexos do ponto de vista técnico do que os de um eixo, são muitas vezes preteridos a favor destes últimos.

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

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

No entanto, verifica-se uma crescente oferta de sistemas com um eixo, com preços mais competitivos, cuja utilização pode fazer sentido em determinadas condições. Em alguns casos, o proveito económico dos sistemas fotovoltaicos pode ser aumentado, quando é pago um preço mais elevado pela energia produzida. Para além do aumento da energia produzida, entre outros argumentos a favor deste mecanismo, coloca-se o seu aspecto visual e o respectivo impacto sobre a opinião pública[4].

O sistema termohidráulico, possui dois tanques tubulares nos extremos do módulo fotovoltaico. Por cima deles são colocados dois painéis de sombreamento. Caso a superfície do módulo fotovoltaico não esteja devidamente orientada para o Sol, o líquido nos tanques aquece de forma diferente. Devido à diferença de pressão desenvolvida, o líquido é pressionado na direcção do tanque tubular com a menor temperatura, através de um tubo que os liga. O aumento de peso resultante leva à viragem do painel, até se atingir o equilíbrio. Os sistemas termohidráulicos são fundamentalmente conhecidos pelo seu elevado tempo de resposta, especialmente durante o horário matinal. O módulo fotovoltaico é ajustado apenas ao fim de uma hora, da sua posição nocturna para a direcção do Sol matinal a Leste. As perdas resultantes reduzem a energia produzida[21].

A orientação dos módulos através de um sistema de controlo eléctrico, é operada com dois pequenos módulos solares em posição oposta e no ângulo direito, em direcção ao módulo fotovoltaico segundo o eixo de rotação. Estão ligados electricamente em anti-paralelo. Quando o módulo fotovoltaico está orientado directamente para o Sol, ambos os módulos solares experimentam a mesma irradiância. Se a iluminação dos módulos é idêntica, a tensão

fica equalizada. Caso um dos módulos tenha maior iluminação, produz-se a respectiva mudança do sinal de tensão. Produz-se assim uma corrente através de um motor DC, que define a direcção do movimento para o qual a diferença de tensão é compensada. Neste contexto, ambos os módulos de direcção solar alimentam simultaneamente o mecanismo de corrente contínua[4].

Durante a realização do relatório escolheu-se os sistemas de seguimento Deger por apresentarem os dois tipos de seguimento (dois eixos e um eixo) com as especificações mais importantes de seguida.

Tabela.21 – Sistemas de seguimento Gerber usados no estudo comparativo.

Sistema	Tipo	Área	Preço/Unidade
deger Top Traker	Guiado Vertical	8,5 m ²	824€
Deger 1600 El	Guiado	16 m ²	3762€

Como a área usada para as instalações para mais de 10,35 KVA ($P_{saída}=3,3kW$) é de 28,1 m², usaram-se respectivamente.

Tabela.22 – Investimento para sistemas de seguimento.

Sistema	$P_{saída}=3,3kW$
Guiado Vertical- 1 eixo	3246€/4 usados
Guiado- 2 eixos	7524€/2 usados

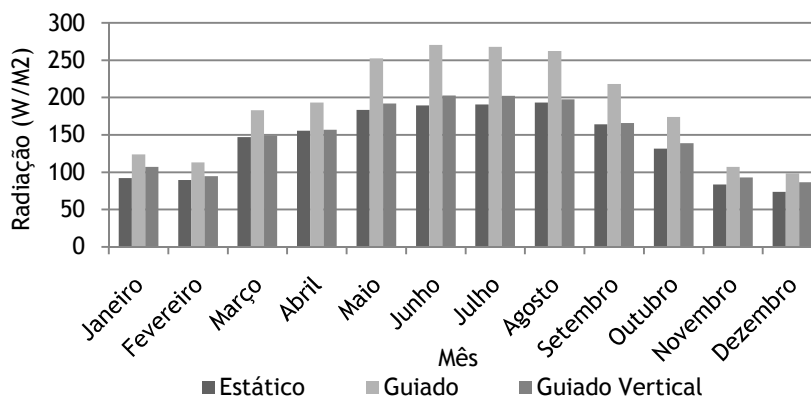


Figura.28 - Radiação mensal por sistema de seguimento

Tabela.23 – Investimento total dependendo do tipo de seguimento.

Sistema	$P_{saída}=3,3kW$
Fixo	21.787 €
Guiado- 2 eixos	29.311 €
Guiado Vertical- 1 eixo	25.083 €

Tabela.24 – Energia produzida durante um ano dependendo o tipo de seguimento.

Sistema	$P_{saída}=3,3kW$
Fixo (kW.h)	5251,8 kW.h
Guiado- 2 eixos (kW.h)	7073,5 kW.h
Guiado Vertical- 1 eixo (kW.h)	5549,1 kW.h

Tabela.25 – Resultados financeiros.

Sistema- $P_{saída}=3,3kW$	Rendimento (1 Ano)	TIR	TRC
Fixo	3.413,7 €	11,19%	9 Anos
Guiado- 2 eixos	4.597,8 €	11,82%	9 Anos
Guiado Vertical- 1 eixo	3.606,9 €	9,52%	10 Anos

Em geral, apesar do aumento da energia produzida, quer com sistemas de um eixo ou dois eixos, não compensa o investimento, pois, o acréscimo pago pelos sistemas de seguimento vai penalizar muito o investimento a realizar, logo não compensa a sua instalação em pequenos sistemas como é o caso, para além da sua instalação se tornar complicada em alguns locais, como telhados.

3.2.6- Optimização económica de sistemas microgeração fotovoltaicos, em função de tipo de financiamento

A legislação para a microgeração permite a possibilidade de entrega dos rendimentos obtidos da venda de energia a uma instituição financeira durante 8 anos, até um limite de 75% dos rendimentos obtidos, no caso ter recorrido a um crédito. Como tal, durante este trabalho foi feito um estudo para verificar a viabilidade de negócio de pedir um crédito ao sistema financeiro.

Para tal, foi verificada a oferta de uma instituição financeira nacional que oferecia taxas de juro com valores a 8%. Como pressuposto para este estudo económico, o tempo de estudo será 20 anos e não os 15 para o qual foram feitos os restantes estudos de viabilidade

económica, por razões de tentar melhoras as perspectivas económicas para um crédito, como tal, para este cálculo não foi usado o programa desenvolvido *microPV*.

Partiu-se do princípio que o sistema teria as seguintes condições, para a sua instalação em condições óptimas de funcionamento.

Tabela.26 – Características do sistema fotovoltaico para estudo de comparação de tipo de financiamento.

Localização	Orientação	Inclinação dos Painéis
Porto	Conjunto Sul	30°

Tabela.27 – Componentes usados no sistema de microgeração fotovoltaico.

Equipamento	
20 Módulos de 160 W	1 Inversor de $P_n=3,3$ kW
1 Sistema de fixação	Protecções
Cabos	Contador

Tabela.28 – Previsão de Energia produzida e Rendimento no 1º ano.

Mês	Energia Produzida (kWh)	Valor mensal
Janeiro	265,8	172,8 €
Fevereiro	267,3	173,7 €
Março	433,2	281,6 €
Abril	447,7	291,0 €
Maio	526,8	342,4 €
Junho	535,7	348,2 €
Julho	536,4	348,7 €
Agosto	545,1	354,3 €
Setembro	465	302,3 €
Outubro	363,6	236,3 €
Novembro	244,8	159,1 €
Dezembro	206	133,9 €
Total	4837,4	3.144,3 €

O investimento seria de 21660€, caso fosse pago na sua totalidade pela entidade que vai instalar o sistema de microgeração fotovoltaico. A seguir vamos mostrar a TIR e o TRC para vários tipos de crédito, variando o tempo de vida do empréstimo.

Tabela.29 – Quadro demonstrativo da relação entre o tipo de empréstimo e os indicadores de viabilidade financeira.

Configuração do Investimento	TIR	TRC
Sem Empréstimo	10%	10 Anos
Empréstimo a 8 anos	5,98%	16 Anos
Empréstimo a 6 anos	6,83%	14 Anos
Empréstimo a 4 anos	8,26%	12 Anos

Visto que a taxa de juro é estática, na ordem dos 8%, alterando-se apenas o tempo de vida do empréstimo, foi necessário inserir um reembolso no fim dos tempos de vida do empréstimo já que o capital em dívida não permitia a completa amortização do empréstimo, já que estávamos também limitados a entregas até 75% do rendimento obtido pela venda de energia.

3.2.7-Análise da actual oferta de mercado

Pretende-se nesta secção obter uma análise comparativa da actual oferta no mercado português, através da simulação de sistemas de microgeração fotovoltaico já disponíveis no mercado, e onde se pretende verificar a viabilidade técnica e económica dessas mesmas ofertas, através da simulação de para uma instalação, variando a configuração na medida da oferta de cada empresa.

É de realçar que de todos os casos estudados, a tecnologia dos módulos é cristalina, em especial monocristalina.

A electricidade produzida por um sistema fotovoltaico depende de muitos factores, como por exemplo a orientação, a inclinação, o sombreamento e a localização geográfica.

A estimativa exacta da energia produzida anualmente por um sistema ligado à rede, é de difícil quantificação, contudo deverão existir valores referência a partir dos quais se poderá aferir os valores pretendidos.

O sistema de microprodução fotovoltaico fica instalado no telhado da instalação, aproveitando as condições existentes no mesmo, quanto à área, inclinação e sombreamento, sendo que a partir dos quais configurou-se em software específico a simulação dinâmica do comportamento do sistema, fazendo a previsão da produção para um ano civil representativo, de forma a otimizar as características do sistema de microprodução fotovoltaico.

Tabela.30 – Características do sistema fotovoltaico para estudo de comparação para as actuais oferta de mercado.

Localização	Orientação	Inclinação dos Painéis
Porto	Conjunto Sul	30°

Tabela.31 – Descrição da oferta de mercado estudada para sistemas de microgeração fotovoltaica

Empresa	Configuração proposta	P _{saída} (kW)	P _{unitária módulo} (W)	Nº de módulos	Investimento
Empresa 1	Sistema 1	1,5	175	10	11200 €
Empresa 1	Sistema 2	3,5	175	20	20800 €
Empresa 2	Sistema 3	3,5	230	16	25000€
Empresa 2	Sistema 4	3,3	180	20	27000€
Empresa 3	Sistema 5	1,7	180	10	14600€
Empresa 3	Sistema 6	3,3	180	20	21250€
Empresa 4	Sistema 7	2,5	160	16	16500€
Empresa 4	Sistema 8	3,3	160	22	21700€
Empresa 5	Sistema 9	1,5	175	10	13000€
Empresa 5	Sistema 10	3,3	175	20	23000€

Tabela.32 – Resultados obtidos a partir de simulações feitas no microPV

Configuração	P _{saída} (kW)	Energia Prod. Por kW (kW.h)	Rendimento (1ºAno)	Investimento por kW	TRC	TIR
Sistema 1	1,5	1631	1590 €	7.467 €	10 anos	9,6%
Sistema 2	3,5	1467	3337 €	5.943 €	8 anos	12,1%
Sistema 3	3,5	1525	3469 €	7.143 €	10 anos	9,3%
Sistema 4	3,3	1726	3366 €	8.182 €	11 anos	7,8%
Sistema 5	1,7	1411	1580 €	8.588 €	15 anos	5,6%
Sistema 6	3,3	1726	3366 €	6.439 €	8 anos	11,9%
Sistema 7	2,5	1470	2388 €	6.600 €	9 anos	10 %
Sistema 8	3,3	1464	3291 €	6.576 €	9 anos	11%
Sistema 9	1,5	1600	1580 €	8.667 €	12 anos	7,8%
Sistema 10	3,3	1525	3469 €	6.970 €	9 anos	9,8%

Da análise feita à actual oferta do mercado Português, para sistemas de microgeração fotovoltaica, apesar da lei [1] que permite a sua ligação à rede distribuição ser de publicação recente, essa oferta é bastante ampla, com bastantes configurações técnicas e os custos dos sistemas apresentam em alguns casos, um investimento por kW [18] dos mais baixos da Europa que demonstra a competitividade já existente neste mercado.

As taxas de retorno do investimento apresentam apesar de tudo valores bastante semelhantes entre os sistemas estudados, posicionando-se entre os 9% e os 12%.

3.2.8- Concepção e análise de um sistema tipo de microgeração fotovoltaica

Neste trabalho propomos como sistema óptimo para a região do Porto, o que como foi explicado anteriormente não significa que seja o sistema que se adequa a um caso específico, uma instalação de microgeração fotovoltaica uma potência de 3,3 kW com ligação à rede de baixa tensão (BT), desde que a potência contratada seja igual ou superior a 10,35 KVA.

É de realçar que cliente microprodutor poderá injectar na rede uma potência até 50% da sua potência contratada, mas sempre limitada a 3,68 kW, para auferir em regime bonificado, e também condicionado a instalar um sistema solar térmico, ou no caso de ser um condomínio proceder a uma auditoria energética.

O sistema de microprodução fotovoltaico fica instalado no telhado da instalação, aproveitando as condições existentes no mesmo, quanto à área, inclinação e sombreamento, sendo que a partir dos quais configurou-se no programa *microPV* a simulação do comportamento do sistema, fazendo a previsão da produção para um ano civil representativo, de forma a otimizar as características do sistema de microprodução fotovoltaico.

Tabela.33 – Características da instalação dos módulos fotovoltaicos do cenário proposto

Localização	Orientação	Inclinação dos Painéis	Sombras	Local da Instalação
Porto	Conjunto Sul	30°	Sem sombras	Telhado em telha lusa

Configuração e dimensionamento

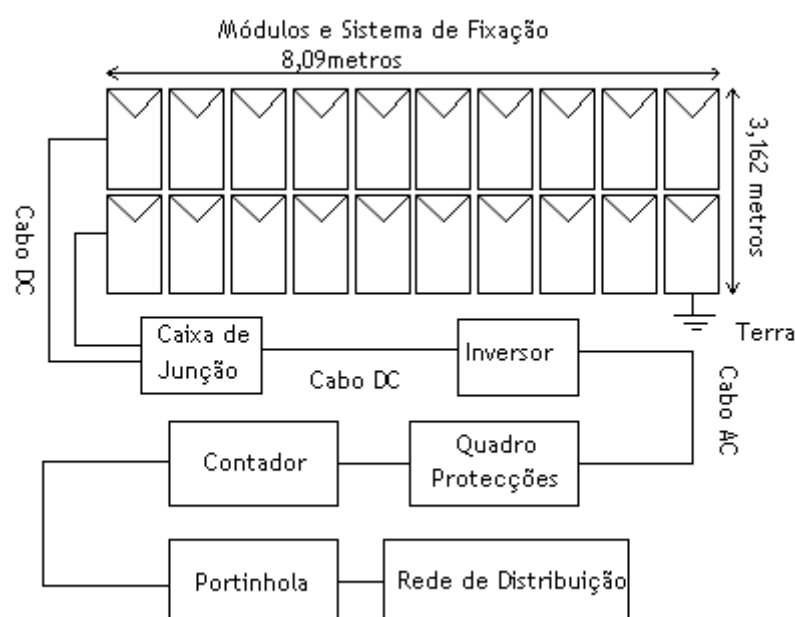


Figura.29 - Concepção da instalação

Tabela.34 – Quadro demonstrativo da potência de instalação.

Potência Contratada (KVA)	Potência de Saída do Inversor
A partir de 10,35 KVA	3,3 kW

Tabela.35 – Componentes usados no sistema de microgeração fotovoltaico.

Equipamento	
20 Módulos monocristalinos de 175 W	1 Inversor de $P_n=3,3$ kW
1 Sistema de fixação	Protecções
Cabos	Contador

A esta lista é ainda de acrescentar, para posterior inserção no estudo económico os custos de registo e ligação à rede no valor 280€, o custo da mão-de-obra para a instalação no valor de 1500€ e ainda um custo para manutenção de 100€ de cinco em cinco anos durante o tempo estimado em estudo que são 5 anos.

O investimento total na instalação proposta será 21128€ já com o IVA incluído, na base que foram tidos a melhor oferta de mercado ao nível preço/qualidade.

A seguir é demonstrado como foi feito alguns dos dimensionamentos deste sistema proposto, para este trabalho.

Módulos

Os módulos escolhidos para o sistema devem antes de mais, estar certificados pelos principais organismos certificadores internacionais, como a alemã TÜV², para que as características fornecidas pelo fabricante dos módulos cumpram as normas e requisitos técnicos exigidos.

Assim, quando são considerados os requisitos para a tensão e corrente na parte DC do sistema, devemos ter acesso aos máximos valores que os módulos podem permitir. Esses valores máximos, são a Tensão em circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{cc}). Esses valores para o módulo a usar são fornecidos pelo fabricante com base nas *standard test conditions (STC)* que são obtidas a partir de uma irradiância de 1000 W/m^2 , AM igual a 1,5 e uma temperatura de 25°C .

Estas condições são usadas para módulos do tipo cristalino, que é o tipo usado nesta configuração tipo.

Tabela.36 – Características do módulo fotovoltaico usado na configuração.

Características de cada painel	Yellow Line 175W
Tecnologia	Monocristalina
Temperatura n, célula- NOCT ($^\circ\text{C}$)	47
Potência máxima- P_{max} (W)	175
Tensão máxima- V_{max} (V)	36
Corrente máxima- I_{max} (A)	4,86
Coeficiente de temperatura da tensão- β (mV/ $^\circ\text{C}$)	-3,30E-01
Coeficiente de temperatura da corrente- α (%/ $^\circ\text{C}$)	0,05
Coeficiente de temperatura da potência- T (%/ $^\circ\text{C}$)	-0,23
Eficiência de cada painel- η	13,80%
Largura (m)	0,808
Comprimento (m)	1,58
Área (m^2)	1,27664
Custo unitário por painel (€)	837 €

² TÜV-Technischer Überwachungsverein

Assim, para desenhar a configuração do conjunto fotovoltaico usado neste sistema, usou-se um módulo com uma potência unitária de 175W e dimensionou-se tal como estabelecido na fórmula,

$$\text{Intervalo de potência: } 0,8 \cdot P_{PV} < P_{\text{inversor no lado DC}} < 1,2 \cdot P_{PV},$$

(Eq.15)

logo para uma potência de entrada DC do inversor escolhido, estabeleceu-se que seriam 20 módulos os usados neste sistema,

$$P_{PV} = 20 \cdot P_{\text{unitária do módulo}} = 3500W,$$

(Eq.16)

e configuradas o conjunto de série e paralelos de forma a cumprir, os valores de Tensão em circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{cc}), tendo sido a configuração escolhida um conjunto de 10 módulos em série e 2 paralelos, que no total será os 20 módulos do conjunto. O investimento nos módulos será 16740€, já com IVA incluído.

Sistema de Fixação

Dado que o local da instalação, será um telhado em telha lusa, com inclinação de 30°, a estrutura irá ficar paralela à superfície do telhado não sofrendo qualquer inclinação.

Para a montagem de sistemas fotovoltaicos no telhado, os módulos são dispostos sobre a cobertura do telhado através de uma sub-estrutura metálica. A cobertura do telhado é mantida e continua a desempenhar a função de escoamento de águas. Para instalação dum sistema fotovoltaico em telhados já existentes esta é a melhor opção, pois os custos da implantação são reduzidos.

A estrutura metálica deve ser capaz de suportar as forças que ocorrem nos módulos e transferi-las à estrutura do telhado. Para além da elevada carga térmica na época de Verão, os módulos estão expostos a grandes tensões mecânicas. São exercidas forças de pressão e de tracção nos módulos, sendo que resultam do peso da neve e da geada, da pressão do vento consoante a altura do prédio e do peso da estrutura fotovoltaica. As forças de tracção dependem da inclinação do telhado. Para minimizar as forças exercidas no gerador, é necessário ter em conta alguns aspectos na fase de planeamento:

- O espaço entre a superfície do módulo e a cobertura do telhado não deve ser muito elevado, mas deve ser suficiente para permitir a eficaz ventilação do telhado e evitar que as folhas fiquem presas, podendo obstruir o escoamento da chuva;

- As linhas verticais e horizontais dos prédios (cumeeira, beiral, empena) não devem ser ultrapassadas;

- A distância entre o limite do campo fotovoltaico e os extremos do telhado deve ser, no mínimo, cinco vezes superior à altura do campo fotovoltaico.

Deve ser usado apenas um tipo de metal nos pontos de fixação, uma vez que os sistemas fotovoltaicos são preparados para operar durante muitos anos e os acessórios estão expostos às condições climáticas. As combinações de diferentes materiais metálicos só poderão acontecer se não existir risco de reacções electroquímicas. Se for necessário, estes pontos de fixação devem ser protegidos contra a humidade. No entanto, recomenda-se o isolamento entre metais com elevadas diferenças de potencial.

Se a estrutura de suporte for construída no próprio local da instalação, deve ser garantida uma eficaz protecção contra a corrosão. O material galvanizado por imersão a quente não pode ser furado ou recortado, visto que a galvanização a frio (subsequentemente aplicada nos locais furados ou recortados) não é tão duradoura.

A estrutura metálica que suporta o sistema fotovoltaico divide-se em duas partes: a estrutura de fixação ao telhado e a armação de base do telhado inclinado.

Fixação ao Telhado

Devem ser criados na superfície do telhado pontos de fixação que recebam os módulos do sistema fotovoltaico.

Para obter uma superfície plana para o sistema fotovoltaico, a armação de base do telhado inclinado deve compensar qualquer desnível existente. Assim, este factor deve ser verificado antes da colocação de qualquer elemento de ajuste da altura do telhado. Tal pode ser conseguido através de ganchos de telhado ajustáveis.

Peso dos módulos: 312 Kg

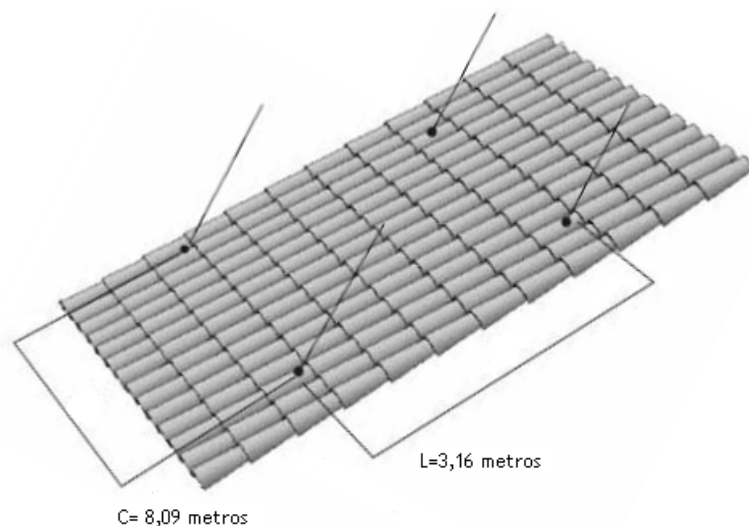


Figura.30 - Proposta para os pontos de fixação do no telhado



Figura.31 - Ganchos a usar para pontos de fixação com o telhado

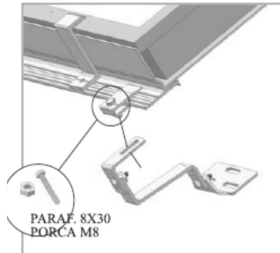


Figura.32 - Pormenor da fixação aos perfis de encastramento com os módulos

Foi estabelecido em projecto um sistema de fixação que tivesse em conta as necessidades específicas da instalação, bem como, continuar a assegurar o fim inicial da instalação que é a protecção da instalação das condicionantes climatéricas, sendo assim o sistema de fixação teve a seguinte configuração ao nível de material usado.

Tabela.37 – Peças a usar para o sistema de fixação

Peça	Quantidade
Perfil Horizontal T	40
Peça União Tipo A	4
Peça União Tipo B	32
Sistema de fixar painel	40
Gancho	4

Peças a usar para o sistema de fixação

Investimento no sistema de fixação: 4000€

Cabos DC

O cabo DC principal estabelece a ligação entre a caixa de junção do sistema fotovoltaico e do inversor.

Os cabos solares que fazem a ligação entre os módulos, as caixas de junção até ao inversor dos sistemas fotovoltaicos, ou seja, a componente DC destes sistemas são cabos de constituição unipolar. Estes cabos devem ser resistentes à intempérie, aos raios UV e devem funcionar com uma gama elevada de temperaturas para funcionar em condições climáticas extremas, evitando o envelhecimento por calor, permitindo um bom funcionamento do sistema fotovoltaico durante um período de tempo elevado.

O cabo principal DC deve respeitar os seguintes valores;

$$V = V_{oc} \cdot \text{módulos em série} \cdot 1,15; \quad (\text{Eq. 17})$$

$$I = I_{CC} \cdot \text{módulos em paralelo} \cdot 1,25; \quad (\text{Eq. 18})$$

Tabela.38 – Tabela com as características do cabo DC escolhido.

Secção do condutor	Diâmetro	Diâmetro com isolante	Corrente nominal	Resistência do condutor	Tensão DC
4 mm ²	2,6 mm	6,4 mm	55 A	4,75 Ω/km	1000 V

A vantagem desta escolha é que será semelhante ao cabo DC já incluído em cada módulo e que vai servir para interligação entre eles, bem como o tipo de conector será semelhante.

O custo para uma distância estipula de 20 metros entre a caixa de junção e o inversor será de 25€.

Caixa de junção

A caixa de junção que serve para unir os cabos DC, provenientes dos módulos e que ainda possui uma vocação de protecção através dos díodos de Schottky inseridos nessa caixa.



Figura.33 - Caixa de junção

Inversor

O inversor escolhido foi o que possui uma potência de saída AC, mais próxima do valor máximo permitido pela legislação, de forma, a que o sistema tenha direito à tarifa bonificada, tendo sido encontrado o modelo Sunny Boy com uma potência de saída de 3,3, kW com as características abaixo descritas na tabela. Esta escolha também foi feita com base no facto que este inversor se encontra certificado junto da DGGE, condição obrigatória para os inversores para que no futuro a instalação tenha aprovação na vistoria feita pela entidade inspectora para que a instalação seja ligada à rede pública de distribuição.

Tabela.39 – Características do Inversor escolhido.

Modelo Inversor	SUNNY BOY 3300 -3,3kW
Potência saída (KW)	3,3
Rendimento	0,942
Frequência (Hz)	50
Tensão Mínima DC (V)	200
Tensão Máxima DC (V)	500
Tensão Máxima admitida (V)	500
Máxima Potência de entrada (kW)	3,82
Corrente máxima de entrada (A)	20
Tensão de arranque (V)	200
Número máximo de strings em Paralelo	3
Preço Cliente c/IVA	2.221 €

Disjuntores

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

Estes dispositivos verificam a corrente que passa nos condutores de ida e de retorno do circuito eléctrico. Se a diferença entre ambas as correntes ultrapassar os 30mA, o disjuntor diferencial actua isolando o circuito em menos de 0,2s. Este dispositivo disparará se ocorrer uma falha de isolamento, um contacto directo ou indirecto.

Interruptor AC

Dois interruptores AC devem ser colocados entre o inversor e ponto de ligação à rede, um deve ser colocado imediatamente antes do inversor e o outro antes do ponto de ligação à rede.

Terras

Na parte DC deve usar-se isolamento de classe II sempre que possível, de maneira a reduzir o risco de incêndio.

A ligação do sistema à terra não é obrigatória se:

- O inversor possuir um transformador que isole a parte AC e a parte DC.
- E o sistema e o quadro não se encontram na zona equipotencial.
- E não é necessário efectuar ligação à terra para descargas atmosféricas.

A ligação à terra garante que qualquer parte metálica associada ao sistema permanece sem tensão. Portanto, a separação eléctrica das partes AC e DC através do uso do transformador (em conjunto com a zona equipotencial) é o factor fundamental para garantir a protecção à terra. Se a zona equipotencial sair fora dos valores de segurança será necessário que o quadro seja ligado à terra para assegurar a acessibilidade às outras partes do quadro.

Zona equipotencial é a zona na qual os condutores expostos ou as partes externas ao sistema são mantidas à mesma tensão por união das mesmas. Em caso de defeito, a diferença de potencial entre os condutores expostos e as partes externas ao sistema não provocará choque eléctrico.

O condutor geral de protecção ou de terra deve ser encaminhado através da via mais curta para o eléctrodo de terra, preferencialmente em linha recta e vertical. Devido aos riscos de descarga laterais e de indução, deve ser separado dos restantes cabos eléctricos.

As instalações metálicas, como por exemplo as canalizações de água ou de gás não podem ser consideradas como eléctrodo de terra.

Os condutores de neutro e de protecção não devem nunca ser usados como condutores de terra ou eléctrodos de terra.

Poderão ser usados componentes como as estruturas contínuas de aço do betão armado ou outra construção subterrânea de metal inserida nas fundações do edifício e com dimensões dentro dos valores limite acima indicados.

Os eléctrodos de terra podem ser varetas de cobre ou de aço galvanizado enterradas a mais de 0,8m da superfície do solo ou fitas de cobre ou de aço galvanizado com uma superfície de contacto mínima à terra de 1m².

Sistema de Protecção contra Descargas Eléctricas Atmosféricas

As descargas eléctricas atmosféricas podem causar graves danos nos equipamentos eléctricos.

A instalação de um sistema fotovoltaico num telhado não apresenta um risco de descarga atmosférica directa elevada. Se já existir um sistema de protecção contra descargas atmosféricas no local, a instalação fotovoltaica pode ser ligada ao sistema. Os componentes do sistema fotovoltaico devem ser montados longe de pára-raios e condutores de descarga. Por exemplo, não se deve montar o inversor na parede por onde passa o condutor de descarga.

Contador

Os contadores usados são todos monofásicos, como obriga a legislação e certificados na DGGE, assim, o contador SL7000 de ligação directa da Actaris trata-se de um contador monofásico compacto, com relógio incorporado que oferece várias funcionalidades, como por exemplo: medição bidireccional, registo de pontas máximas, fechos do período de facturação automáticos, possuindo a possibilidade de leitura e parametrização à distância do contador desde que se possua um PC com software de configuração e leitura ACE Sphere.

O software ACE Sphere permite a definição e manutenção de utilizadores do programa, leitura e envio duma configuração para o contador e leitura de dados do contador.

Tabela.40 – Características do Contador escolhido.

Modelo	Quantidade	Preço
ACE SL7000	1	400€
Módulo de Comunicação	1	146€
Total	2	546€



Figura.34 - Contador Actaris SL7000

Ligação à rede e registo no SRM

Embora estejam regulamentados os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede eléctrica pública, e estabelecidas as características que o inversor deve possuir para que esta ligação seja autorizada.

A maior preocupação recai no modo de controlo de qualidade do sinal eléctrico injectado na rede, em termos de harmónicos, factor de potência e desvio da tensão e fase (em relação à tensão da rede), então foi estabelecido pelo decreto de lei 363/2007 que a instalação deve cumprir a norma prEN50438, de Julho de 2005 .

A compatibilidade entre sistemas irá depender da potência da instalação, capacidade da linha e impedância AC da rede no ponto de interligação. Esta impedância não deve ser superior a um determinado valor e é medida através de um instrumento que está adaptado para medir a resistência do circuito entre a fase L e o condutor de neutro N.

O cabo AC usado para a ligação, e que deve ser o mesmo entre o inversor e a ligação à rede de distribuição é o do tipo H05.

O custo da ligação à rede de distribuição é de 280€ com IVA incluído (12%), já com o direito a ter uma inspecção por parte da entidade que vai validar a instalação que em caso de aprovação irá ficar ligada à rede, com a remuneração atribuída todos os meses.

Estudo Económico

Através do microPV, foi feita estimativa de produção do sistema e foi feito o estudo económico com base nos custos e receitas associados à instalação.

Tabela.41 – Previsão de Energia produzida e Rendimento no 1 ano de venda de energia à rede de distribuição no cenário proposto.

Mês	Energia Produzida (kWh)	Valor mensal
Janeiro	224,63	146,01 €
Fevereiro	286,38	186,15 €
Março	435,02	282,76 €
Abril	492,61	320,20 €
Mai	528,55	343,60 €
Junho	528	343,20 €
Julho	574,9	373,48 €
Agosto	546,85	355,50 €
Setembro	437,7	284,50 €
Outubro	379,4	246,60 €
Novembro	297,18	193,20 €
Dezembro	304	197,80 €
Total	5035,15	3.272,90 €

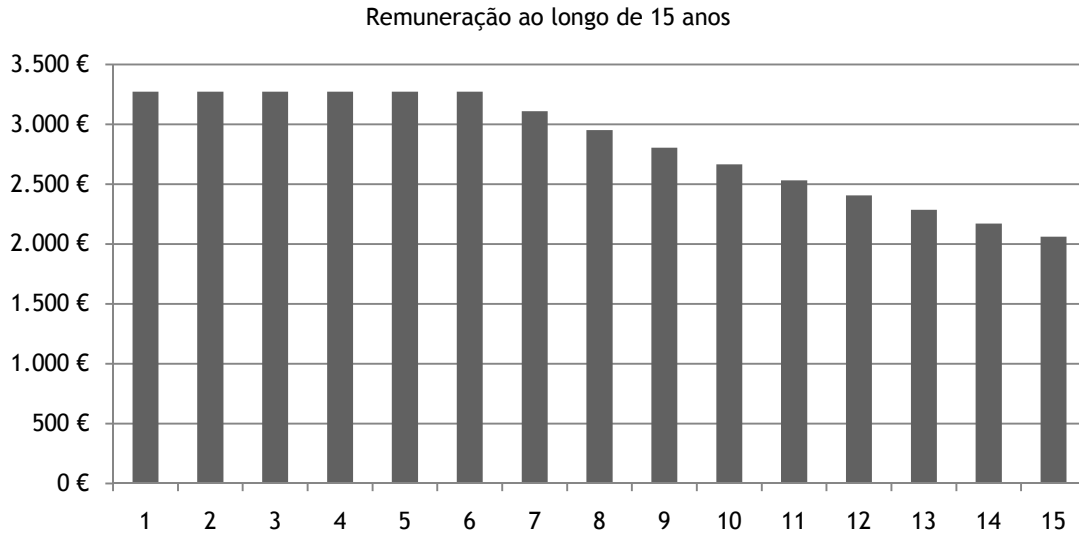


Figura.35 - Remuneração para o sistema de microgeração fotovoltaico ao longo de 15 anos.

Calculado o VAL do sistema verifica-se que o retorno do investimento é a 8 anos, e a TIR do investimento é 12%.

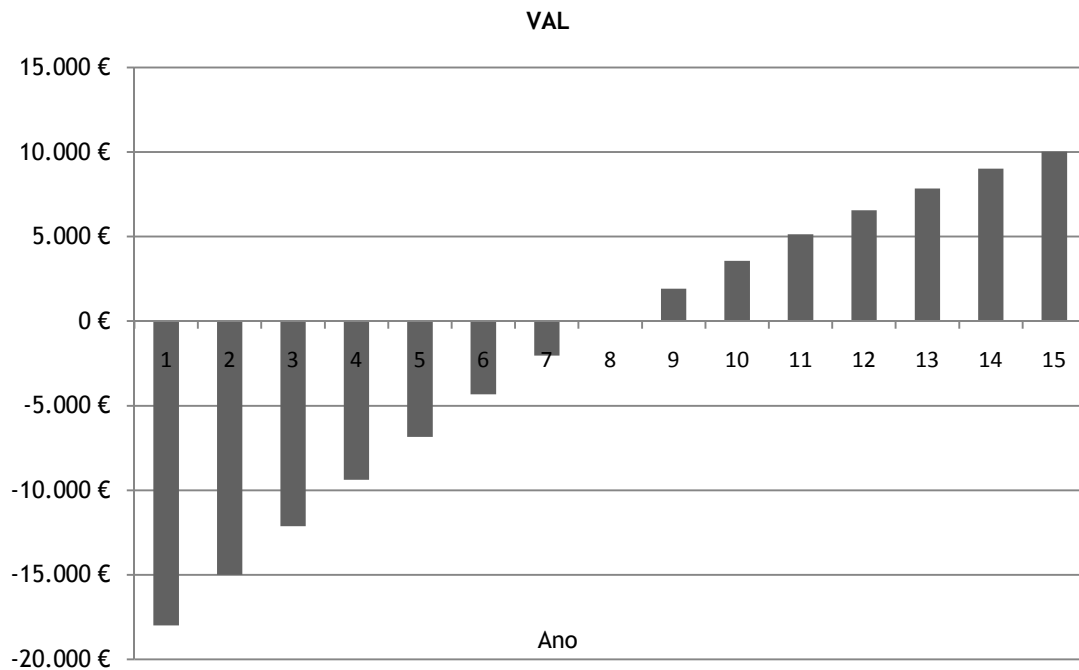


Figura.36 - Valor actual líquido ao longo de 15 anos

Tabela.42 – Valores obtidos para o TIR e TRC.

Sistema	TIR	TRC
Resultados	12%	8 Anos

Vida útil de um sistema Microgeração Fotovoltaica

O período de vida e a fiabilidade de um sistema de microgeração fotovoltaica está perfeitamente correlacionado com o tempo médio de vida de cada um dos seus componentes (módulos, inversores, protecções e outros), com o dimensionamento óptimo e a manutenção, mas é expectável um período de 20 anos.

Certificação dos produtos

Os componentes inseridos nesta proposta estão devidamente certificados por organismos com reconhecida capacidade e prestígio, como é o caso da TÜV, para além disso os inversores a utilizar estão homologados pelo Sistema de Registo da Microprodução (SRM), como é exigido pela legislação vigente para a microprodução.

Estimativa de produção e remuneração de um sistema para vários cenários

Aplica-se o regime bonificado para unidades de microgeração com potências de ligação até 3,68 kW que utilizem fonte de energia solar. Aos primeiros 10 MW de potência de ligação a tarifa de referência é de 0,65 €/kWh. No primeiro ano, a potência de ligação está limitada a 10 MW. Após este período, a tarifa é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso.

Para os consumidores em nome individual usufruírem do regime bonificado de remuneração deverão ter instalado 2 m² de painéis de água quente solar (AQS).

Etapas para instalar o sistema de microgeração fotovoltaico

Etapa 1

A entidade que possui as instalações onde se vai localizar o sistema de microgeração fotovoltaico, requisita a visita de uma empresa apta a instalar este tipo de equipamento. As entidades instaladoras devem estar certificadas junto da DGGE, para fazer instalações eléctricas de produção de energia ligadas à rede.

Etapa 2

A empresa procede à visita à instalação, preenchendo uma ficha técnica com os dados necessários ao projecto de um sistema de microgeração fotovoltaico. Foi elaborada uma ficha técnica³.

Etapa 3

Apresentação do projecto por parte da empresa com os detalhes técnico e económicos e respectivo orçamento.

³ Ficha técnica nos Anexos

Etapa 4

Com a entrega da instalação à empresa, ela procede ao registo no SRM que durante o período transitório de 120 dias, o produtor deve solicitar no SRM (Serviço de registo de microprodução), a emissão do certificado de exploração.

Etapa 5

Instalação da unidade microprodução

Etapa 6

Na inspeção é verificado se a instalação cumpre os requisitos de instalação, como a potência instalada, ou em caso de pedido de regime tarifário bonificado cumpre os pré-requisitos de AQS ou auditoria energética. Quanto à inspeção técnica da instalação, esta é feita com base em ensaios que visam validar os valores fixados na norma prEN50438, e referem-se aos máximos e mínimos da tensão, máximos e mínimos da frequência, flicker e harmónicos e outros definidos.

Etapa 7

Ligação à rede

Capítulo 4

Conclusões

Após a realização deste trabalho, podemos tirar várias conclusões sobre a microgeração com o recurso a sistemas fotovoltaicos, usando como regulamento orientador, a lei específica para a microgeração recentemente publicada e que veio permitir que a implementação de um sistema de microprodução por parte de um consumidor de baixa tensão se torne mais simples, pois o registo e certificação da instalação são extremamente eficazes, desbloqueando assim o aspecto burocrático que a lei anterior tinha.

De facto esta lei, permite que toda a energia produzida pelo sistema de microprodução seja libertada para a rede, e assim, permite que o microprodutor receba mais, já que está a vender a 0,65€/kWh em regime bonificado e a consumir a aproximadamente 0,11€/kWh, logo o microprodutor vai continuar a ter a tendência para reduzir consumos. Outro aspecto positivo é o facto para se aceder ao regime bonificado teremos de usar fontes de energia renovável e ainda ter instalado um sistema de água quente solar para clientes, ou para condomínios requisitar uma auditoria energética, logo estimulando o uso destes sistemas que promovem a redução de gastos energéticos com recurso, por exemplo, a fontes de energia fóssil.

De facto também a legislação estimula o uso de sistemas fotovoltaicos, através do pagamento de 100% da tarifa bonificada, o que vai estimular o uso desse recurso inesgotável que é a radiação solar, e de que o nosso país é bastante beneficiado em comparação a outros países da Europa.

Quanto ao tipo de tecnologia a usar, numa instalação fotovoltaica julgo que se deve continuar a apostar nos módulos com tecnologia cristalina, mas com a atenção que os módulos com tecnologia HIT-Thin layer com uma maior eficiência, no futuro com a redução dos preços podem ser uma alternativa bastante competitiva para este tipo de sistemas. É de notar através de estudo e observação que a tecnologia fotovoltaica está a avançar com grande rapidez, e em 10 anos será possível ter tarifas com valores inferiores, pois a bonificação das tarifas será cada vez menos necessária para continuar a ter instalações competitivas. Portugal deverá ainda estimular a microprodução fotovoltaica, pois é uma

forma de haver produção no local de consumo, e evitar a proliferação de grandes parques fotovoltaicos que para além de estarem longe dos locais de produção, ocupam grandes áreas que podem ser úteis para outros fins.

No estudo das potências específicas em cada tipo de potência contratada, verificou-se que para as potências mais pequenas o retorno é menor, e nas potências contratadas de potência superior o investimento compensa. De facto a potência da instalação é algo que se teve em atenção, porque a ela está, também aliada as áreas que são necessárias para as instalações, que se julga serem muito elevadas para a média de área disponível nas residências individuais ou colectivas existentes em Portugal.

Notou-se também que a viabilidade económica está muito condicionada às condições óptimas da instalação (Orientação, Inclinação, Sombras) o que não é possível em todas as situações, mas concluí-se que é conhecendo as técnicas e concepção de sistemas de microgeração fotovoltaico que se pode otimizar esses sistemas. Dentro dessas optimizações existem métodos, que não passam por o uso de sistemas de seguimento que apesar de aumentarem a produção de energia, o seu preço afasta o aumento do retorno.

Por fim, é de realçar que esta lei, se aproveitada da melhor forma pelos agentes económicos pode trazer importantes benefícios para os consumidores de energia que se queiram tornar microprodutores de electricidade, que no fim poderá trazer importantes benefícios para o país através do uso de recursos próprios e não poluentes para a produção de electricidade.

Referências

- [1] Decreto de Lei 363/2007, da República Portuguesa de 2 de Novembro de 2007.
- [2] Decreto de Lei 68/2002, da República Portuguesa de 25 de Março de 2002.
- [3] CEEETA, Painéis Solares fotovoltaicos, CEEETA, 2001.
- [4] *Departamento de Engenharia Mecânica*, Energia fotovoltaica, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2004.
- [5] João Montez, Mercado de microgeração, CEEETA, 2001.
- [6] ERSE, Caracterização Energética Nacional, ERSE, 2006.
- [7] *DGGE*, A Factura energética portuguesa, DGGE, 2007.
- [8] Cláudio Monteiro, Slides de Apoio à disciplina Energia Solar e Eólica, FEUP, 2007.
- [9] João Peças Lopes, Slides de Apoio à Disciplina Produção e transporte de Energia II, FEUP, 2003
- [10] Guia Fiscal 2007, Imprensa Casa da Moeda, 2007.
- [11] Castro Rui, Introdução à Avaliação Económica de Investimentos, IST, 2007.
- [12] Castro Rui, Introdução à energia Fotovoltaica, IST, 2007.
- [13] Chica Perez, Fernandez, Proyecto de integración de un sistema solar fotovoltaico en una cubierta en diente de sierra modificada para la optimización de su comportamiento energético, U.Almeria, 2004.
- [14] Marques Albertino, Conceção e análise de projectos de investimento, 1998.
- [15] BRE, EA technology, Halcrows, Sundog, Photovoltaics in buildings, DTI, 2002.
- [16] Electricity Resources Branch-R&ES division, Photovoltaic Systems-Buyers guide, 2002.
- [17] Patrino Eiffert, Gregory J.Kiss, Building-Integrated Designs for commercial and Institutional Structures, 2005.
- [18] European Commission, A vision for photovoltaic technology, 2006.
- [19] Effect of photovoltaic array, Energy center of winsconsin, 1999.
- [20] T.M.I Alamsyah, K.Sopian, A, Predicting average energy conversion of photovoltaic system in Malaysia using a simplified method, 2003.
- [21] Vários autores, Handbook of photovoltaic and science engineering, 2000.
- [22] Duffie, J.A., Beckman, W.A. Solar Engineering of Thermal Processes, Wiley-Interscience, 1991.
- [23] Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A.. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, Solar Energy, 1982.
- [24] www.dre.pt, Acedido em Março de 2008.
- [25] www.renovaveisnagora.pt, Acedido em Junho de 2008.
- [26] www.adene.pt, Acedido em Maio de 2008.
- [27] www.dgeg.pt, Acedido em Junho de 2008.

- [28] www.solarbuzz.com, Acedido em Março de 2008.
- [29] www.re.jrc.ec.europa.eu/pvgis, Acedido em Março de 2008.
- [30] www.solar-shop.net, Acedido em Abril de 2008.
- [31] www.retscreen.net, Acedido em Abril de 2008.
- [32] www.troquedenergia.com, Acedido em Março de 2008.
- [33] www.pvsyst.com, Acedido em Março de 2008.
- [34] <http://eosweb.larc.nasa.gov>, Acedido em Março de 2008.

Anexos

Análise de Projectos de investimento

Definição de VAL - Valor Actual Líquido

O Valor Actual Líquido tem como objectivo avaliar a viabilidade de um projecto de investimento através do cálculo do valor actual de todos os seus cash-flows.

Por valor actual entende-se o valor hoje de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera cash-flow no futuro, é necessário actualizar o valor de cada um desses cash-flows e compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao valor actual dos cash-flows, o VAL é positivo o que significa que o projecto apresenta uma rentabilidade positiva.

Para actualizar os cash-flows futuros é utilizada uma taxa a que se chama taxa de desconto. Esta taxa de desconto é não mais do que uma taxa de juros sem risco (são normalmente utilizadas taxas de juros de OT's) acrescida de um prémio de risco estabelecido para o tipo de projecto em causa. Para este projecto definiu-se uma taxa de 4,5% um horizonte de estudo a 15 anos por razões de duração de vida do equipamento.

$$VAL = \sum_0^n \frac{\text{Cash} - \text{flow}_i}{(1 + t)^i}$$

Definição de TIR - Taxa Interna de Rentabilidade

A taxa interna de rentabilidade (TIR) representa de rentabilidade gerada pelo investimento, ou seja, representa uma taxa de juro tal, que se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obteríamos exactamente a mesma taxa de rentabilidade final. Por outras palavras, representa uma taxa que se utilizada como taxa de desconto, torna o VAL igual a zero. A partir do momento em que a rentabilidade dos projectos de investimento seja conhecida, o critério de decisão sobre o investimento consiste simplesmente em aceitar os que apresentam uma TIR superior ao custo de financiamento.

$$\sum_0^n \frac{\text{Cash} - \text{flow}_i}{(1 + t)^i} = 0$$

Definição de TRC - Tempo de recuperação de capital

O Prazo de Recuperação do Investimento representa o tempo que demora a recuperar os montantes investidos através dos cash-flows. Por outras palavras, qual o tempo necessário para que o Valor Actual Líquido (VAL) atinja valores positivos.

$$TRC = \frac{\sum_{k=0}^n \frac{Investimento_k}{(1+i)^k}}{\frac{1}{n} \cdot \left(\sum_{k=1}^n \frac{Cash - Flow_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor Residual}{(1+i)^n} \right)}$$

Definição de Análise de sensibilidade

Consiste num estudo efectuado em análise de viabilidade com o objectivo de determinar o grau de variação dos resultados e dos indicadores de viabilidade de um determinado projecto face a alterações nas variáveis mais relevantes para a determinação da viabilidade, nomeadamente variações nos preços de venda, variações nos preços de custo, variações da energia vendida. A análise de sensibilidade permite, desta forma, traçar diversos cenários na análise da viabilidade do projecto e verificar até que ponto a viabilidade do projecto se mantém face a alterações, com diversos graus de intensidade, nas suas variáveis mais importantes.

Ficha técnica para sistemas de microgeração fotovoltaicos

Ficha de dados para solicitar estudo de instalação Ref. Proposta:

Nome: _____

Morada da instalação: _____

Código Postal: _____ Localidade: _____

Telefone: _____ Fax: _____

Telemóvel: _____ E-Mail: _____

Tipo de Aplicação

Solar fotovoltaico: |

Dados para cálculo de Solar fotovoltaico:

Potência contratada: _____ KVA

Distância aproximada da instalação ao contador: _____ m

Local de Aplicação

Tipo de telhado

Plano: Inclinado: Inclinação: ° Orientação: (S/SE/SO/E/O)

Tipo de telha

Telha Lusa/Árabe: Telha Marselhesa:

Telha Ondulada: Telha Plana:

Superfície útil do telhado: _____ M² Possibilidade de sombra: _____ (S/N)

Por favor desenhe croqui da instalação