

Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

**Conceção de um parque fotovoltaico integrado em
unidades industriais**

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

Jorge Manuel Gomes dos Santos

Orientador: Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão



Vila Real, 2017

Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

**Conceção de um parque fotovoltaico integrado em
unidades industriais**

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

Jorge Manuel Gomes dos Santos

Orientador: Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão

Dissertação submetida à

UNIVERSIDADE DE TRÁS-OS-MONTES E ALTO DOURO

para obtenção do grau de

MESTRE

em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores,

de acordo com o disposto no de acordo com o disposto

no DR – I série – N.º 151, Decreto-Lei n.º 115/2013 de 7 de agosto e no

Regulamento de Estudos Conducente ao Grau de Mestre da UTAD

DR, 2.ª série - N.º 133 de 13 de julho de 2016

**“Se você não recebe nenhuma crítica, provavelmente,
você não tem nenhum sucesso.”**

(Malcolm X)

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão, um agradecimento especial pela disponibilidade, prontidão e conhecimento transmitido na elaboração deste trabalho.

Aos meus pais e irmão, pelo apoio ao longo de toda a minha vida, que sem eles não conseguiria concluir esta jornada.

À Inês Duarte por todo o apoio e motivação.

A todos, em geral, que ao longo do meu percurso académico, permitiram o culminar deste trabalho.

Muito obrigado!

Resumo

Ultimamente a preocupação com o meio ambiente e o seu futuro tem vindo a ser, cada vez mais, um assunto alarmante em todo o mundo. Na Europa esta situação está a fazer com que vários países tenham de cumprir metas e objetivos na produção de energia renovável.

Ao longo desta dissertação será abordada a ação no domínio das energias renováveis em Portugal, e na Europa, com foco na energia solar. É feita uma análise da atual legislação em vigor na produção fotovoltaica em Portugal. Serão esmiuçadas as principais características da energia solar fotovoltaica tendo em vista uma aplicação futura.

As unidades industriais têm elevados consumos de eletricidade e, conseqüentemente, refletem custos indesejados sobre a mesma, o que leva a questionarem-se sobre a aposta em unidades de autoconsumo. O autoconsumo leva a redução da fatura elétrica e, naturalmente, a uma menor dependência da rede elétrica de serviço público por parte dos consumidores.

O objetivo desta dissertação é a análise da energia numa unidade industrial e dimensionamento de uma instalação fotovoltaica.

Para validação, e futura implementação, do caso de estudo realizou-se uma análise crítica aos resultados obtidos, quer a nível energético quer a nível económico.

Palavras-chave: Energia solar, autoconsumo, fotovoltaico, dimensionamento, análise económica.

Abstrat

Lately the concern of the environment and its future has been, increasingly, an alarming subject in the whole world. In Europe this situation leads several countries to meet goals and objectives in the production of renewable energy.

Throughout this dissertation will be addressed the action in the field of renewable energies in Portugal, and in Europe, focusing on solar energy. An analysis of the current legislation on photovoltaic production in Portugal is made. The main features of photovoltaic solar energy will be explored with a view to future application.

The industrial units have high consumption of electricity and, consequently, reflect unwanted costs on the same, which leads to questioning about the bet on self-consumption units. Self-consumption leads to the reduction of the electric bill and, of course, to a lower dependence on the utility's electricity network by consumers.

The objective of this dissertation is the analysis of the energy in an industrial unit and the design of a photovoltaic system.

For the validation, and future implementation, of the study case, a critical analysis was performed on the results obtained, both at the energy level and at the economic level.

Keywords: Solar energy, self-consumption, photovoltaic, sizing, economic analysis.

Índice

Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Motivações e Objetivos	2
1.3 Estrutura da Dissertação.....	2
Capítulo 2 - Radiação Solar e Produção Fotovoltaica.....	5
2.1 Portugal e a Europa	5
2.2 Objetivos para 2020	11
2.3 Características das UPAC e UPP	13
2.4 Tarifário.....	14
Capítulo 3 - Energia Solar Fotovoltaica	17
3.1 Radiação e Posição do Sol	17
3.2 Painéis Fotovoltaicos.....	21
3.3 Sistema Fotovoltaico	26
3.3.1 Gerador Fotovoltaico.....	26
3.3.2 Inversor.....	26
3.3.3 Pontos de Ligação à Terra	27
3.3.4 Condutores de Interligação.....	27
3.3.5 Equipamentos de Medição	27
3.3.6 Estrutura de Suporte dos Painéis	27
3.3.7 Proteção contra Choques Elétricos.....	27
3.3.8 Ligação das Massas à Terra.....	28
3.3.9 Proteção contra Sobreintensidades.....	28
3.3.10 Quedas de Tensão.....	29
3.3.11 Sinalização	29
3.3.12 Sombreamento.....	29
3.3.13 Distância entre fileiras.....	31
3.3.14 Temperatura e Vento	32
Capítulo 4 - Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico	33

4.1	Área disponível.....	33
4.2	Condições Climáticas do Local	33
4.3	Altura Mínima do Sol	33
4.4	Escolha do Módulo	34
4.5	Orientação e Inclinação dos Módulos	34
4.6	Estimativa da Energia Produzida.....	35
4.7	Dimensionamento dos Inversores.....	35
4.8	Número Máximo de Módulos por String	36
4.9	Número Mínimo de Módulos por String	37
4.10	Cálculo do Número de Strings.....	38
4.11	Dimensionamento dos Cabos	38
4.11.1	Cabos de Fileira	39
4.11.2	Cabo DC	40
4.11.3	Cabo AC	41
4.12	Dimensionamento de Proteções.....	43
4.13	Análise Económica do Investimento	43
Capítulo 5 - Caso de estudo		47
5.1	Características do Local.....	47
5.2	Área Disponível.....	48
5.3	Dados Climáticos do Local.....	48
5.4	Altura Mínima do Sol	50
5.5	Seleção do Módulo	50
5.6	Orientação e Inclinação dos Módulos	51
5.7	Distância entre Fileiras e Sombreamento	51
5.8	Cálculo da Energia Produzida	52
5.9	Dimensionamento dos Inversores.....	53
5.9.1	Número Máximo de Módulos por String.....	54
5.9.2	Número Mínimo de Módulos por String	54
5.9.3	Cálculo do Número de Strings.....	55

5.10	Dimensionamento dos Cabos	55
5.10.1	Cabos de Fileira.....	55
5.10.2	Cabos de DC.....	56
5.10.3	Cabos de AC.....	57
5.11	Dimensionamento das Proteções.....	57
5.12	Análise Económica do Investimento.....	58
5.13	Análise dos Resultados Obtidos.....	63
Capítulo 6 – Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro.....		65
Referências Bibliográficas		67
Anexo A		71
Anexo B.....		73

Lista de Figuras

Figura 1 - Irradiação horizontal global na Europa. [1].....	6
Figura 2 - Irradiação horizontal global em Portugal. [1]	7
Figura 3 - Evolução da Potência de Energias Renováveis em Portugal. [4].....	11
Figura 4 - Energia Renovável utilizada 2014. [6]	12
Figura 5 - Tarifas Média Tensão 2016. [8].....	15
Figura 6 - Radiação solar. [10].....	17
Figura 7 - Órbita terrestre. [12].....	19
Figura 8 - Latitude verão e inverno. [14].....	20
Figura 9 - Azimute e Zénite. [15]	20
Figura 10 - Célula fotovoltaica. [16]	21
Figura 11 - Camadas de um módulo fotovoltaico. [20].....	23
Figura 12 - Curva característica I-V. [21]	24
Figura 13 - Curva característica P-V. [21]	24
Figura 14 - Variação curva característica I-V com a temperatura. [21]	25
Figura 15 - Variação curva característica P-V com a temperatura. [21]	25
Figura 16 - Funcionamento diodo bypass. [27].....	30
Figura 17 - Espaçamento módulos. [28].....	31
Figura 18 - Distância entre fileiras. [25]	32
Figura 19 - Vista aérea do edifício do caso de estudo. [29]	47
Figura 20 - Dados radiação PVGIS. [30].....	49
Figura 21 - Radiação média mensal. [30]	49
Figura 22 - Distância entre módulos com inclinação ótima	51
Figura 23 - Cash-Flow atualizado	62

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Produção Energia Fotovoltaica. [2]	8
Tabela 2 - Potência Energia Fotovoltaica. [2].....	8
Tabela 3 - Produção por Regiões Energia Fotovoltaica. [2]	10
Tabela 4 - Características UPAC e UPP. [3], [7]	13
Tabela 5 - Requisitos instalações mediante a potência. [3], [7]	14
Tabela 6 - Características do Módulo.....	50
Tabela 7 - Características dos Inversores	53
Tabela 8 - Estimativa custo inicial	59
Tabela 9 - Características do projeto	59
Tabela 10 - Características do investimento	60
Tabela 11 - Energia consumida	60
Tabela 12 - Indicadores financeiros	62

Lista de Símbolos

β	Ângulo de inclinação solar
α	Ângulo de altitude solar
a_s	Ângulo de azimute solar
h_s	Ângulo horário solar
I_{cc}	Corrente de curto-circuito
$I_{máx}$	Corrente máxima
δ_s	Declinação solar
E_d	Energia média diária fornecida pelo sistema
E_m	Energia média mensal fornecida pelo sistema
$\cos \phi$	Fator de potência
t_s	Hora solar local
H_d	Irradiância diária por metro quadrado recebida pelos módulos do sistema
H_m	Irradiância mensal por metro quadrado recebida pelos módulos do sistema
L	Latitude
P_{CA}	Potência em corrente alternada
P_{CC}	Potência em corrente contínua
$P_{máx}$	Potência máxima
η	Rendimento
V_{CA}	Tensão de circuito aberto
V_T	Tensão equivalente de temperatura
$V_{máx}$	Tensão máxima
z	Zênite solar

Lista de Abreviaturas e Acrónimos

AC	Alternating Current
BT	Baixa Tensão
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DC	Direct Current
EREC	European Renewable Energy Council
FP	Fator de Potência
FER	Fontes de Energia Renováveis
FV	Fotovoltaico/a
GEE	Gases Efeito de Estufa
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MT	Média Tensão
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
XLPE	Polietileno Reticulado
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
RTIEBT	Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão
Si	Silício
a-Si	Silício Amorfo
c-Si	Silício Monocristalino
p-Si	Silício Policristalino
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
STC	Standard Test Conditions
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UPAC	Unidade de Produção em AutoConsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
VAL	Valor Anual Líquido
W	Watt

Capítulo 1 - Introdução

A apresentação, do tema abordado nesta dissertação e sua estrutura, será feita neste capítulo tendo em conta o panorama de energia a nível mundial, bem como os objetivos e suas contribuições.

1.1 Enquadramento

Nos dias de hoje a denominada “energia limpa” produzida através da força do vento, das forças das marés, e neste caso em concreto através dos raios solares, entre outras, são a grande aposta na grande parte dos países desenvolvidos. A sua integração, crescente, no meio da produção de energia elétrica, leva-nos a uma melhoria ambiental tendo em conta o uso de fontes de energia renovável (FER) e, conseqüentemente, um abandono gradual das fontes poluentes através das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) para a atmosfera, que na Europa representam quase 80% nas emissões relacionadas com a energia.

Portugal, bem como os países do sul da Europa, tem duas grandes vantagens para a aposta na energia solar: mais sol, durante mais horas, e também o facto de as temperaturas não serem muito elevadas, pois estas influenciam na eficiência do sistema fotovoltaico.

A energia fotovoltaica é apontada em Portugal como a principal energia renovável nos próximos anos, e no futuro. A descida dos preços dos painéis fotovoltaicos, em Portugal, em cerca de seis a sete vezes nos últimos anos contribui fortemente para a subida, em massa, da aposta nesta energia.

A produção de energia elétrica através de fontes renováveis contribui para desenvolver um sistema de energia limpa e sustentável para o futuro, ao contrário da ainda utilização de combustíveis fósseis.

Apesar da energia solar fotovoltaica ser uma fonte de energia inesgotável e gratuita, um investimento numa unidade de produção poderá ser dispendioso e deverão

ser conhecidas as necessidades energéticas para que o projeto a desenvolver não se torne economicamente inviável.

1.2 Motivações e Objetivos

As principais motivações para a realização deste trabalho centram-se no crescimento da aposta nesta energia renovável em Portugal. Tendo em conta que Portugal tem uma ótima localização para a produção desta energia, e os preços dos equipamentos estarem mais baixos do que nunca, leva a grandes indústrias questionarem-se e realizarem estudos tendo em vista a implementação desta energia renovável para consumo próprio.

Alguns fatores chave desta energia são:

- Energia fonte inesgotável, o Sol;
- Não polui o ambiente, nem a nível sonoro nem ambiental;
- Reduz a dependência de energia do exterior;
- O pico de produção de energia coincide com o pico de consumo diário;
- Sistemas simples e de fácil instalação e manutenção.

O objetivo deste trabalho é fazer o estudo dimensional e financeiro por forma à indústria em estudo beneficiar de uma redução na fatura de eletricidade e possivelmente reduzir a potência contratada ao comerciante de energia.

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação é constituída por mais cinco capítulos para além deste capítulo introdutório e dois anexos.

O capítulo dois mostra-nos o estado da energia solar, em Portugal e na Europa, bem como os seus aspetos legislativos e objetivos assumidos por alguns países europeus. Apresenta, também, as principais diferenças entre os dois sistemas de produção de energia fotovoltaica (UPAC e UPP).

O terceiro capítulo foca-se nos fundamentos que constituem a energia solar fotovoltaica, desde o recurso da radiação solar, quais são os fatores que influenciam os níveis de radiação, as principais características dos painéis fotovoltaicos, bem como os vários componentes, e suas características, de um sistema fotovoltaico.

O capítulo quatro apresenta-nos os passos a seguir num dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

No capítulo cinco está colocado o caso de estudo, onde se põe em prática o conhecimento do capítulo anterior. É realizada uma análise energética e um dimensionamento para implementação de uma UPAC, com dados reais de uma unidade industrial. Por fim, é efetuada uma análise da viabilidade económica do investimento.

O sexto capítulo apresenta as conclusões desta dissertação, bem como uma abordagem de algumas sugestões de trabalhos futuros dentro da mesma temática

O anexo A apresenta a energia produzida estimada através da aplicação PVGIS.

No anexo B encontra-se a folha de cálculo usada para o estudo económico do investimento realizado.

Capítulo 2 - Radiação Solar e Produção Fotovoltaica

Ao longo deste capítulo são introduzidos os dados do panorama da radiação solar e produção fotovoltaica em Portugal, e na Europa, bem como as questões relevantes a nível legislativo.

2.1 Portugal e a Europa

O Sol é uma fonte de energia inesgotável para a Terra.

A energia solar é uma energia limpa, renovável, abundante e de fácil acesso. Existem dois principais modos de aproveitamento da energia solar: a energia solar fotovoltaica e a energia solar térmica.

De forma a aproveitar esta energia, o nosso país, tem investido, ao longo dos anos, na exploração solar fotovoltaica. Portugal é um dos países da Europa mais bem localizados, geograficamente, no que diz respeito ao potencial de energia fotovoltaica, como podemos comprovar através da Figura 1.

Global Horizontal Irradiation (GHI)

Europe

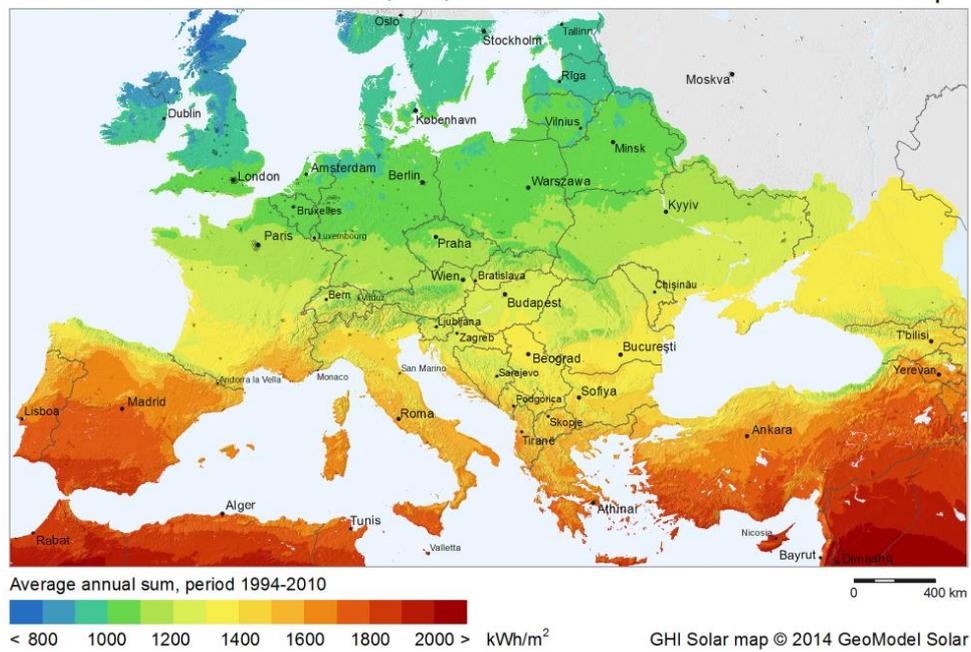


Figura 1 - Irradiação horizontal global na Europa. [1]

A Península Ibérica salta logo à vista, neste mapa, como sendo a melhor região da Europa para apostar na energia fotovoltaica. Podemos também observar, mais ao pormenor, as regiões de Portugal continental na Figura 2.

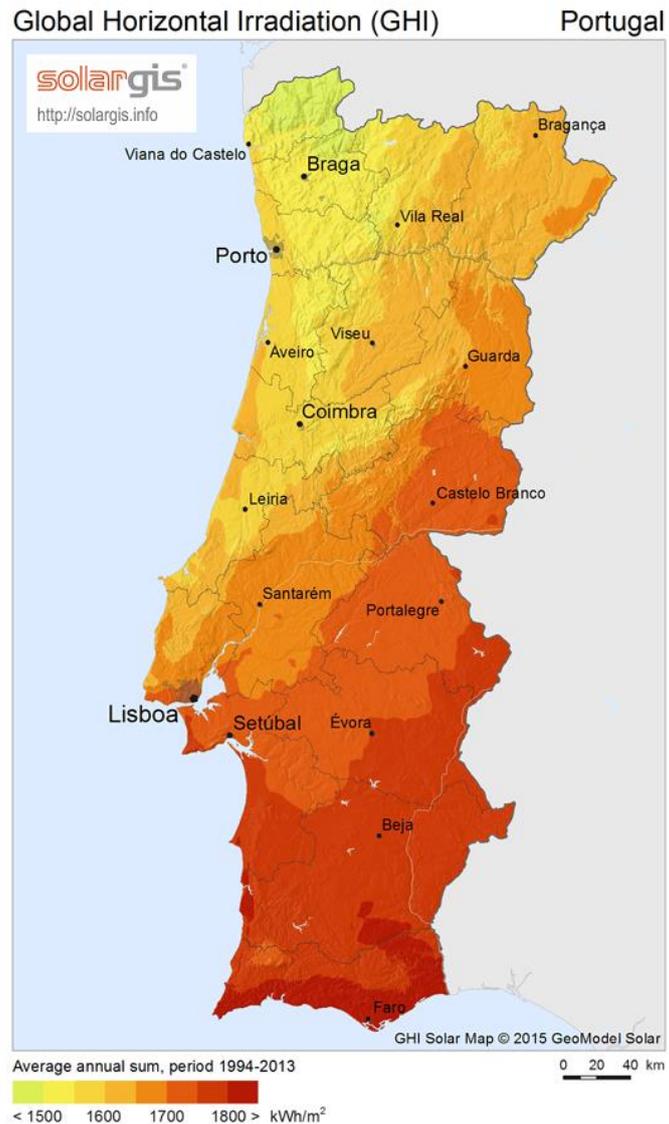


Figura 2 - Irradiação horizontal global em Portugal. [1]

Em Portugal continental, o número médio anual de horas de Sol varia entre 2200 a 3100 horas, ou seja, aproximadamente entre 6 a 8,5 horas de Sol por dia, em média. Estamos, portanto, perante um grande potencial de exploração da energia fotovoltaica.

A produção de energia renovável fotovoltaica tem uma grande evolução nos últimos anos, como podemos constatar através das Tabelas 1 e 2.

Tabela 1 - Produção Energia Fotovoltaica. [2]

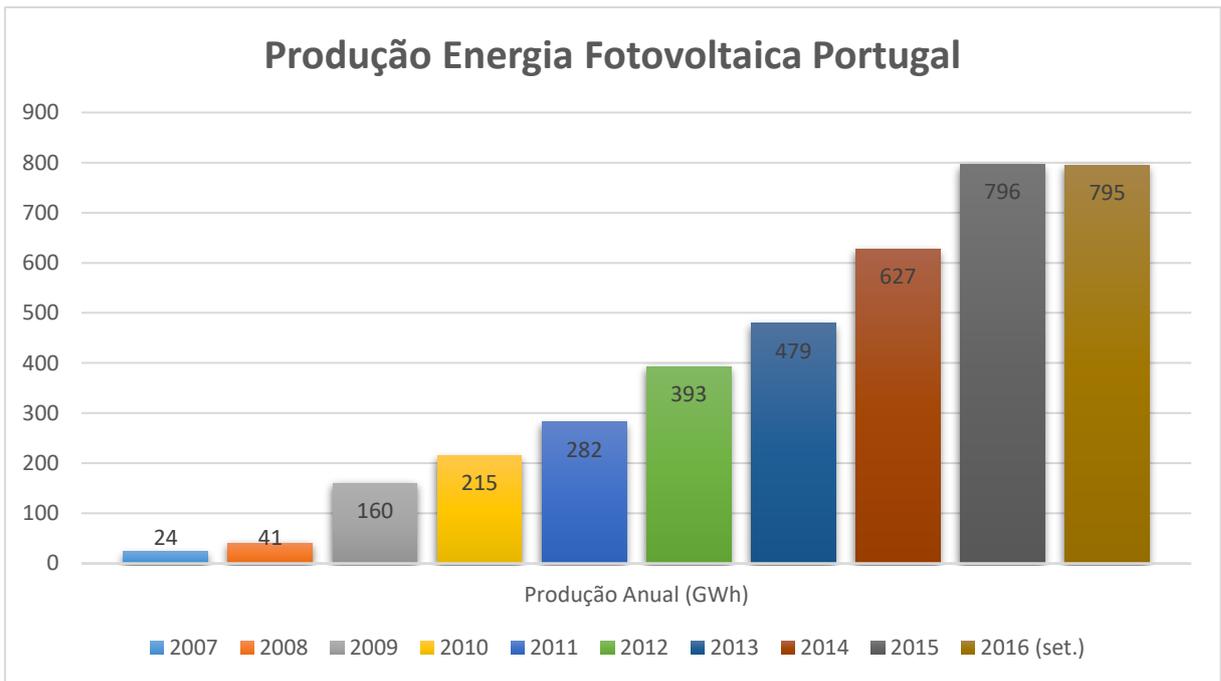
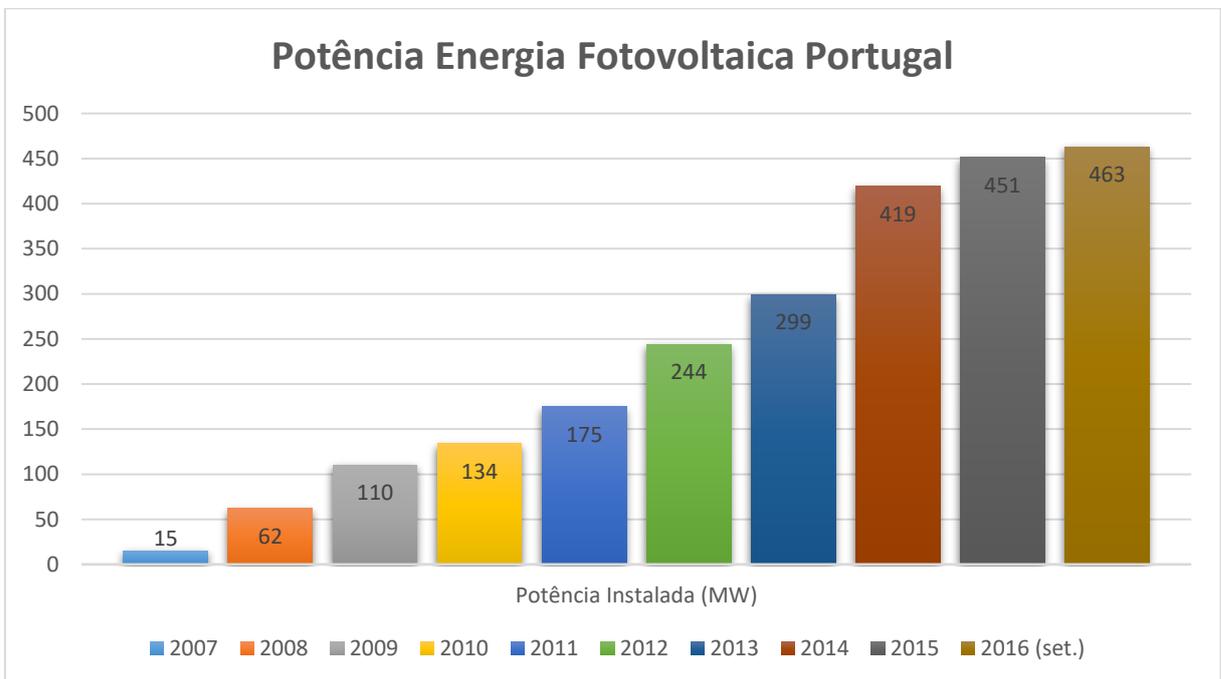


Tabela 2 - Potência Energia Fotovoltaica. [2]



De salientar o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014 que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à

rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por «Unidades de Produção para Autoconsumo» (UPAC); assim como estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por «Unidades de Pequena Produção» (UPP).

Em suma, a produção de energia elétrica para consumo próprio através das UPAC é uma realidade desde a publicação deste decreto-lei. Os regimes UPP, microprodução e miniprodução, sofrem também alterações com este decreto-lei.

No caso das UPAC:

- Igual ou abaixo dos 200W está isenta de comunicação;
- Entre 200W e 1500W apenas sujeita a mera comunicação prévia de exploração;
- Entre 1,5kW e 1MW necessita de licença de produção e de exploração. [3]

As unidades de autoconsumo permitem ao investidor produzir a sua própria energia, e assim, contribuir diretamente para o abatimento dos custos energéticos da sua produção. O produtor é quem escolhe se deseja injetar ou não energia elétrica na RESP a energia não consumida.

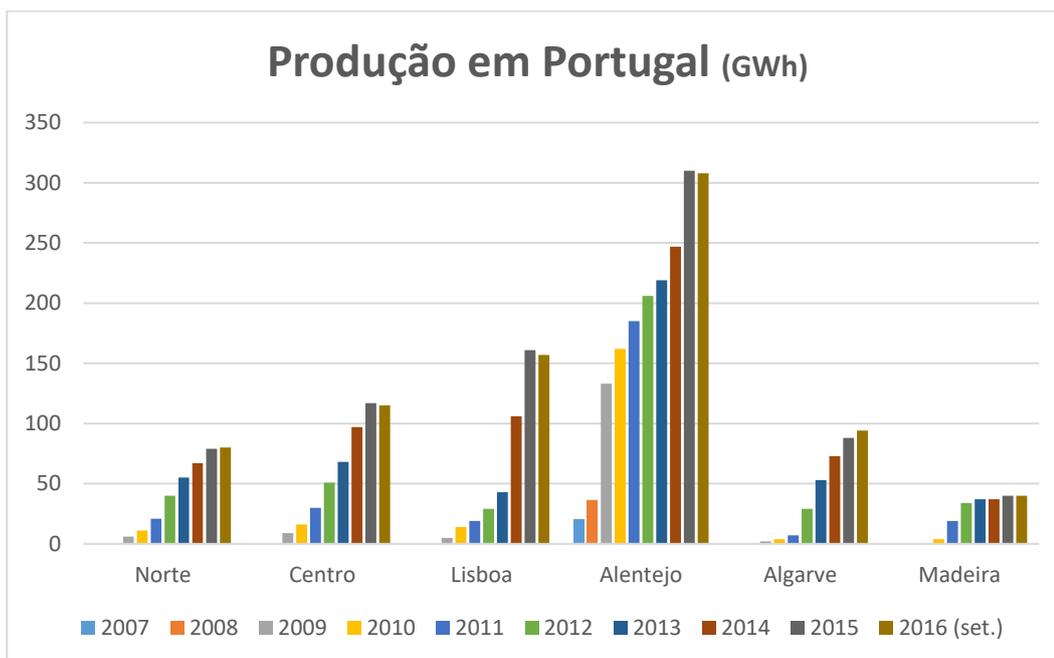
Sistemas até 1,5kW de potência não necessitam de contador, o mesmo não acontece com potências superiores a esta, sendo obrigatório a instalação do contador. Caso o produtor deseje injetar na RESP o excedente produzido pela UPAC é necessário certificado de exploração e contador. Se não pretender vender o excedente à rede, vai ser necessário um aparelho que limite a injeção de potência. Caso a UPAC produza anualmente mais que o necessário para o local de produção, a energia elétrica não consumida injetada na rede pública não será remunerada. [3]

Ao contrário do que acontecia com os anteriores regimes, o regime UPP permite instalar 100% da potência contratada em vez dos anteriores 50%, mantendo-se a obrigatoriedade de consumir pelo menos 50% da produção no local. [3]

Este decreto lei está em vigor desde janeiro de 2015.

Em Portugal a região com mais produção de energia fotovoltaica é o Alentejo, mas em todas as regiões podemos verificar um crescimento constante, da produção desta fonte de energia renovável, ao longo dos anos, desde 2007 até setembro de 2016, como podemos verificar na Tabela 3.

Tabela 3 - Produção por Regiões Energia Fotovoltaica. [2]



Na Figura 3 podemos constatar a evolução da potência renovável instalada por tipo de fonte, em Portugal ao longo dos últimos anos. Revela que as energias eólica e hídrica são as mais representativas. Tendo em conta as previsões para os próximos anos, mediante os acordos assinados como o “REPAP 2020 - *Renewable Energy Policy Action Paving the Way*”, as energias eólica e hídrica irão estagnar, enquanto que a solar se destaca com uma forte perspetiva de crescimento até 2030, no que diz respeito à exportação de energia.

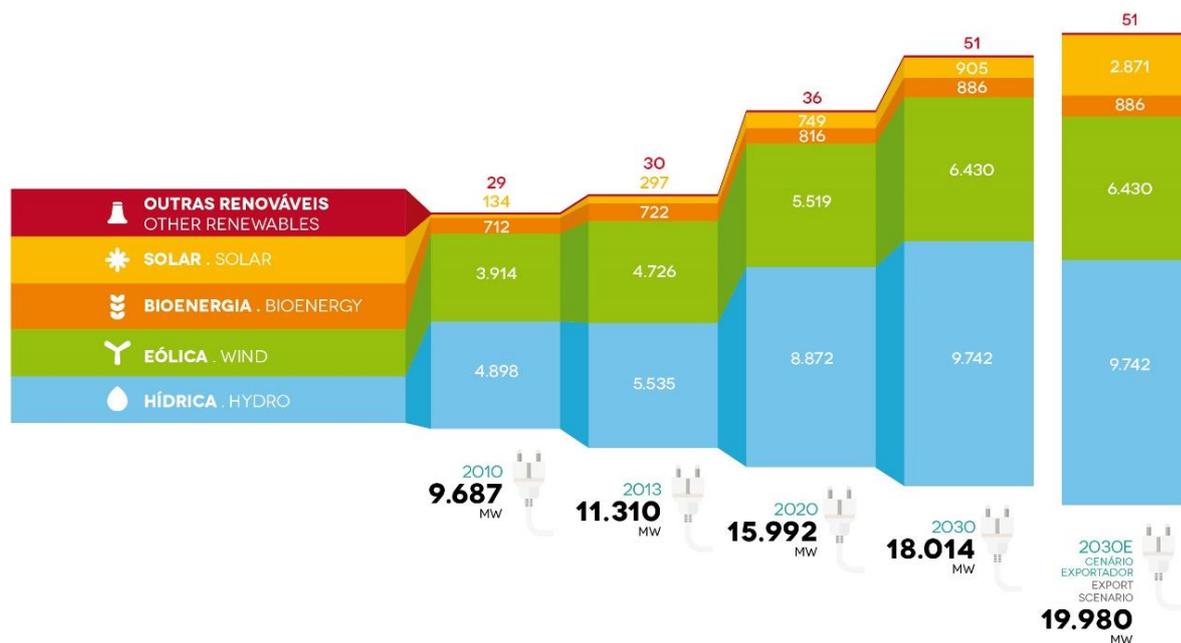


Figura 3 - Evolução da Potência de Energias Renováveis em Portugal. [4]

2.2 Objetivos para 2020

A UE (União Europeia) assumiu um projeto denominado de “REPAP 2020 - *Renewable Energy Policy Action Paving the Way*”, do qual nasce a Diretiva 2009/28/CE que impõe a elaboração de um Plano Nacional das Energias Renováveis. [5]

Esta Diretiva estabelece o objetivo de aumentar a quota de fontes de energia renováveis no consumo final de energia Europeu para 20% em 2020, a partir de aproximadamente 8,5% em 2005, através da imposição de metas obrigatórias para os Estados Membros. A Diretiva inclui a contribuição de energias renováveis nos sectores da produção de eletricidade, no sector de Aquecimento e Arrefecimento e no sector dos Transportes.

Portugal assumiu o compromisso de atingir 31% de consumo através de energias renováveis. [5]

O projecto REPAP 2020 visa facilitar a implementação da Diretiva das Fontes de Energia Renovável a nível nacional. Este projecto tem três objetivos globais:

- O mais importante é capacitar as associações industriais nacionais para propor os seus roteiros individuais da indústria das FER (Fontes de Energia Renovável) que poderão suportar o desenvolvimento dos PANERs (Planos de Ação Nacionais das Energias Renováveis), assim como acompanhar o processo de redação oferecendo aconselhamento às autoridades relevantes;

- Outro grande objetivo é a criação de uma rede entre decisores políticos das administrações nacionais para troca de conhecimento e comunicação de exemplos de boas práticas;

- Numa segunda fase, o projecto irá avaliar os PANERs e divulgar os resultados com vista a facilitar um feedback e processo de aprendizagem constantes.

O REPAP 2020 é coordenado pela EREC, *European Renewable Energy Council*.
[5]

Como podemos verificar, na Figura 4, nove países já atingiram a sua meta para 2020, em 2014. Portugal está, sensivelmente, nos 26%, ainda longe da meta de 31%,

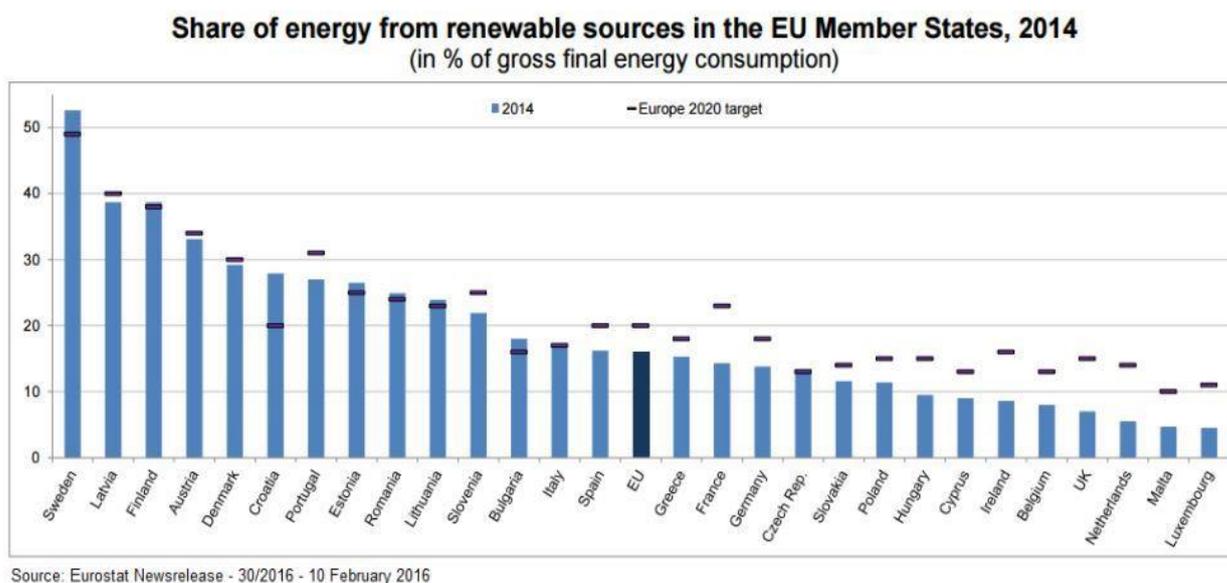


Figura 4 - Energia Renovável utilizada 2014. [6]

2.3 Características das UPAC e UPP

Nas Tabelas 4 e 5 são apresentadas as diferenças entre os sistemas UPAC e UPP:

Tabela 4 - Características UPAC e UPP. [3], [7]

	UPAC	UPP
Limites de potência	<ul style="list-style-type: none"> - A potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo; - A potência instalada não deve ser superior a duas vezes a potência de ligação. 	<ul style="list-style-type: none"> - A potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo, até uma potência de ligação máxima de 250 kW.
Requisitos da produção	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensionamento da UPAC por forma a aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida na instalação de consumo; - Possível venda do excedente instantâneo ao Comercializador. 	<ul style="list-style-type: none"> - Energia consumida na instalação de consumo deve ser igual ou superior a 50% da energia produzida; - Venda da totalidade da energia ao Comercializador.
Atividade de produção e fonte	<ul style="list-style-type: none"> - Produção de energia da fonte renovável ou não renovável pela unidade de produção com ou sem ligação à RESP com injeção da energia preferencialmente na instalação de consumo; - Eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP, quando aplicável. 	<ul style="list-style-type: none"> - Produção de energia da fonte renovável, baseada em uma só tecnologia de produção, e injeção da totalidade da energia elétrica na RESP; - A Pequena Produção, mantendo os traços gerais estabelecidos pelos antigos acordos de miniprodução e microprodução passa a um enquadramento legal único.
Produtor e local de instalação	<ul style="list-style-type: none"> - O consumidor (pessoa singular, coletiva ou condomínio) pode instalar uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização e consumir a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP; - A UP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização; - É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP. 	<ul style="list-style-type: none"> - O consumidor, ou entidade terceira devidamente autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização, pode instalar uma UPP por cada instalação elétrica de utilização; - A UP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização; - É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP.
Remuneração e compensação	<ul style="list-style-type: none"> - A remuneração da UPAC da eletricidade fornecida à RESP é calculada de acordo com a fórmula: $R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$ Onde: $R_{UPAC,m}$ - Remuneração no mês m em €, $E_{fornecida,m}$ - Energia fornecida no mês m em kWh, $OMIE_m$ - Média aritmética simples do preço de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal no mês m em €/kWh; - O contrato de venda a celebrar com o Comerciante tem prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos; - As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tarifa atribuída com base num modelo de licitação no qual os concorrentes oferecem desconto à tarifa de referência, estabelecida mediante portaria e apurado para cada uma das seguintes categorias: - Categoria I: Instalação de apenas uma UPP; - Categoria II: UPP associada no local de consumo com tomada para carregamento de veículos elétricos, ou seja, proprietário ou locatário de veículo elétrico; - Categoria III: UPP associada no local de consumo com coletor solar térmico de área mínima útil de 2 m²; - A tarifa a atribuir correspondente ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência; - A tarifa varia consoante o tipo de energia primária utilizada e vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica.
Quota	- Não existe quota.	- Quota anual inferior ou igual a 20 MW.
Contagem	- Contagem obrigatória da eletricidade produzida, e da eletricidade injetada na RESP para uma UPAC ligada à RESP com potência instalada superior a 1,5 kW.	- Contagem obrigatória da eletricidade injectada, na RESP.

Nota: O registo é efetuado pelo proprietário da instalação, via plataforma eletrónica SERUP (Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção) gerido pela DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia).

Tabela 5 - Requisitos instalações mediante a potência. [3], [7]

	Isonção de controlo prévio	Mera Comunicaçãõ prévia	Registo	Certificado de exploraçãõ	Licença de produçãõ	Licença de exploraçãõ
UPP			X	X		
UPAC $P_{inst} \leq 200 W$	X					
UPAC $P_{inst} > 200 W$ e $P_{inst} \leq 1,5 kW$, ligado à RESP		X				
UPAC $P_{inst} > 1,5 kW$ e $P_{inst} \leq 1 MW$, ligado à RESP			X	X		
UPAC $P_{inst} \leq 1 MW$ quando o produtor pretende fornecer a energia não consumida à RESP			X	X		
UPAC $P_{inst} > 1 MW$					X	X
UPAC sem ligação à RESP		X				
UPAC sem ligação à RESP que utiliza fontes de energia renovável e pretende transacionar garantias de origem			X	X		

Numa UPAC a energia produzida é consumida preferencialmente na instalação de consumo, podendo o excedente ser vendido à RESP, evitando o desperdício. A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo.

A totalidade da energia produzida numa UPP é vendida à RESP. Da mesma forma, toda a energia consumida pela instalação de consumo é proveniente do respetivo comercializador, modelo idêntico ao anterior regime da miniprodução.

2.4 Tarifário

Na Figura 5 são observados os preços das tarifas, da empresa EDP (2016), que se aplicam em Média Tensão (MT), de acordo com a Entidade Reguladora dos Serviços

Energéticos (ERSE). Estas taxas dependem do nível de utilização do usuário (média, longa, curta duração) e do período de utilização que se encontra dividido em quatro trimestres, os quais estão divididos por horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio.



TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		47,33	1,5520
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10,157	0,3330
	Contratada	1,552	0,0509
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,236	0,3356
	Contratada	1,461	0,0479
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	15,030	0,4928
	Contratada	0,624	0,0204
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Periodos I, IV	Horas de ponta	0,1368
		Horas cheias	0,1074
		Horas de vazio normal	0,0757
		Horas de super vazio	0,0646
	Periodos II, III	Horas de ponta	0,1397
		Horas cheias	0,1096
		Horas de vazio normal	0,0784
		Horas de super vazio	0,0720
Tarifa de médias utilizações	Periodos I, IV	Horas de ponta	0,1429
		Horas cheias	0,1108
		Horas de vazio normal	0,0770
		Horas de super vazio	0,0657
	Periodos II, III	Horas de ponta	0,1487
		Horas cheias	0,1108
		Horas de vazio normal	0,0808
		Horas de super vazio	0,0720
Tarifa de curtas utilizações	Periodos I, IV	Horas de ponta	0,2139
		Horas cheias	0,1192
		Horas de vazio normal	0,0810
		Horas de super vazio	0,0721
	Periodos II, III	Horas de ponta	0,2135
		Horas cheias	0,1191
		Horas de vazio normal	0,0815
		Horas de super vazio	0,0758
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0277
		Capacitiva	0,0208

Figura 5 - Tarifas Média Tensão 2016. [8]

Capítulo 3 - Energia Solar Fotovoltaica

Ao longo deste capítulo serão abordados vários pontos, sobre a energia solar, fundamentais para a realização do caso de estudo.

3.1 Radiação e Posição do Sol

O Sol é a estrela mais próxima da terra, a cerca de 150 milhões de km. É a estrela responsável pela força gravítica existente no sistema solar, que se comprova como facto de os planetas girarem em torno do Sol. A sua composição é de 74% de hidrogénio, 25% de hélio e 1% de outros elementos. A sua energia tem origem no seu núcleo, onde através do processo de fusão nuclear os átomos de hidrogénio se transformam em hélio. Esta energia é radiada para a superfície do sol e depois para o espaço em forma de calor e luz. A quantidade de energia que chega a atmosfera da Terra por m^2 num plano perpendicular aos raios do sol chama-se constante solar e o seu valor médio é 1376 W/m^2 . [9]

Esta radiação disponível à superfície terrestre divide-se em três componentes, como ilustrado na Figura 6:

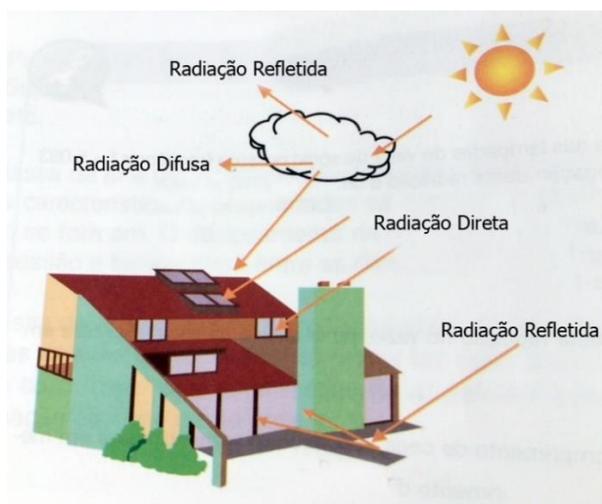


Figura 6 - Radiação solar. [10]

- Direta: que chega à Terra diretamente a partir do sol, sem quaisquer interferências no seu percurso até à superfície terrestre;
- Difusa: constituída pelos raios solares não diretos e dispersos pela atmosfera, através da ação das nuvens, nevoeiro, poeiras e outros obstáculos;
- Refletida: proveniente da reflexão no chão e dos objetos circundantes.

Dentro destes três tipos de radiação, a direta é a que dá o maior contributo para a conversão da luz solar em eletricidade num sistema fotovoltaico no verão, pois o céu apresenta-se limpo com mais frequência. Por outro lado, a difusa é a que dá o maior contributo para a conversão da luz solar em eletricidade num sistema fotovoltaico no inverno, pois os dias são mais nublados, podendo ainda haver dias em que a energia é originada somente pela radiação difusa. [11]

Uma vez que parte da energia inicial é refletida ou absorvida pela atmosfera, num dia de céu limpo é possível medir junto à superfície terrestre num plano perpendicular, cerca de 1000 W/m^2 .

A radiação solar direta, difusa e refletida que atingem a Terra está condicionada por dois fenómenos:

- Fatores astronómicos, ou seja, aqueles que dependem da geometria Terra-Sol. As coordenadas geográficas do local em questão, latitude e longitude são fatores que determinam a passagem da radiação através da atmosfera e o ângulo de incidência da luz solar. Estes fatores são função da altitude solar em cada instante;
- Fatores climáticos que são influenciados por nuvens, a quantidade de vapor de água, ozono, etc. contidos na atmosfera são responsáveis por percentagem de absorção, reflexão e dispersão da radiação. [13]

A proporção das radiações no espectro solar é aproximadamente de 7% de ultravioleta, 43% de luz visível, 49% de infravermelho e 1% a restante. [11]

Para medições de radiação solar usam-se os seguintes instrumentos:

- Piranómetro: mede a radiação global;
- Actinógrafo: mede e regista a radiação global;

- Heliógrafo: mede e regista o número de horas de insolação;
- Piroheliómetro: mede a radiação direta normal.

Um dos grandes fatores que condiciona o projeto de qualquer instalação fotovoltaica é a posição do Sol. Os movimentos da Terra em torno do seu eixo e em torno do Sol, são fatores que fazem variar o ângulo que a radiação solar atinge a Terra. A inclinação da Terra em torno do Sol varia entre $-23,45^\circ$ e $23,45^\circ$, respetivamente no solstício de inverno e solstício de verão, como podemos verificar pela ilustração da Figura 7. [12]

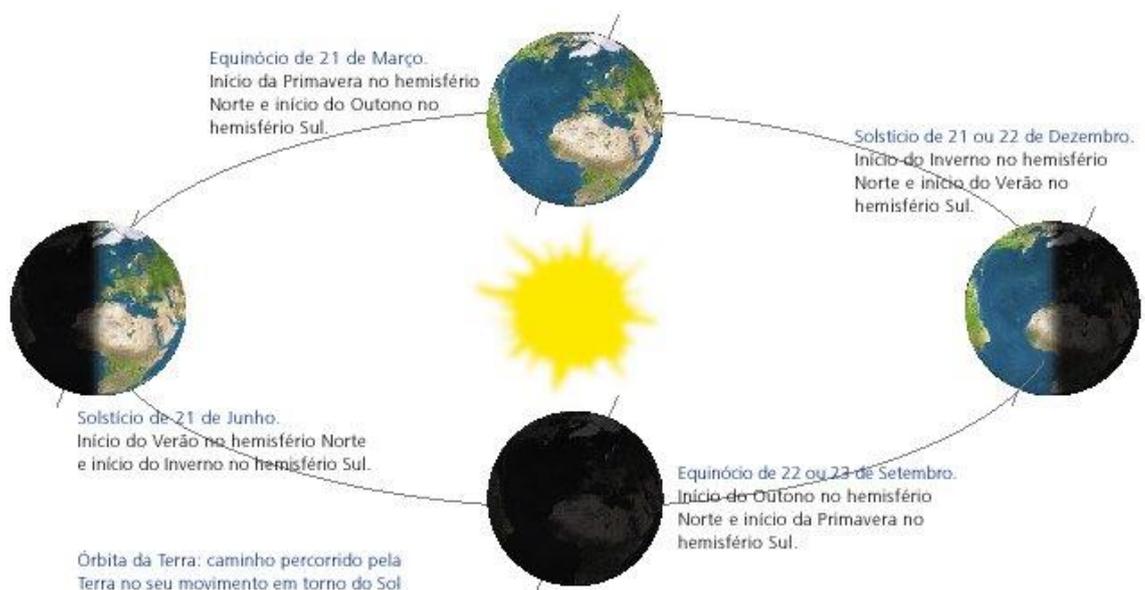


Figura 7 - Órbita terrestre. [12]

O ângulo do desvio do sol medido a partir do equador é o ângulo de declinação δ (delta), onde n é o dia do ano, dado pela expressão:

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left[\frac{360(n + 284)}{365} \right] \quad (3.1)$$

Devido a este efeito, quando se instala um painel solar, este vai ser instalado com um declive igual á latitude do local de instalação. No hemisfério norte o painel vai ser colocado com face virada para sul. O declive do painel, em condições ideais, deve

ser superior á latitude do local no inverno e inferior no verão, para o hemisfério norte, como se pode constatar através da Figura 8.

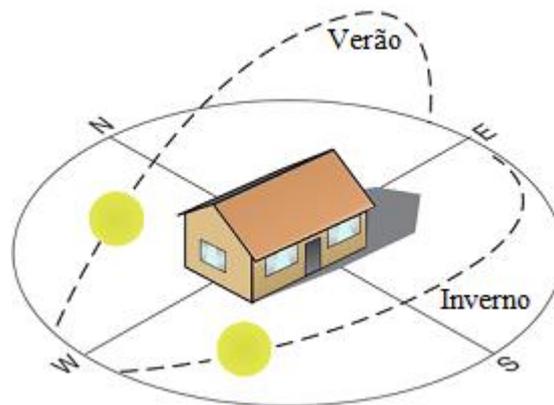


Figura 8 - Latitude verão e inverno. [14]

A posição do sol é calculada com base nos ângulos azimute e zenital. O azimute é o ângulo horizontal formado entre o ponto incidente do raio de Sol e a direção do norte. Este ângulo varia entre 0° e 360° . Por sua vez, o ângulo zenital é calculado com base no ponto incidente do raio de Sol e a zénite (vertical entre a cabeça do observador até à esfera celeste). Podemos constatar estes factos na Figura 9.

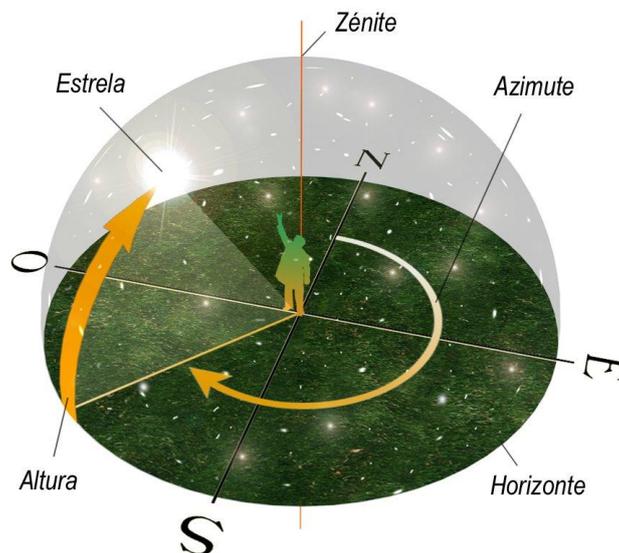


Figura 9 - Azimute e Zénite. [15]

3.2 Painéis Fotovoltaicos

Os Painéis Fotovoltaicos são componentes essenciais no sistema de energia fotovoltaica, pois são eles os responsáveis por converter a radiação solar em energia elétrica. São conjuntos de células fotovoltaicas interligadas entre si com o objetivo de converter energia solar em energia elétrica. Ao conjunto de células fotovoltaicas dá-se o nome de módulo, que por sua vez formam uma *string* quando vários módulos são associados. Quando ligadas *strings* em parelo formam um *array*. Estes constituem um gerador fotovoltaico.

As células fotovoltaicas são constituídas principalmente por materiais semicondutores como o silício cristalino e o arsenieto de gálio. A célula fotovoltaica possui dois contactos elétricos em extremos opostos, que vão permitir fechar o circuito elétrico, como ilustrado na Figura 10.

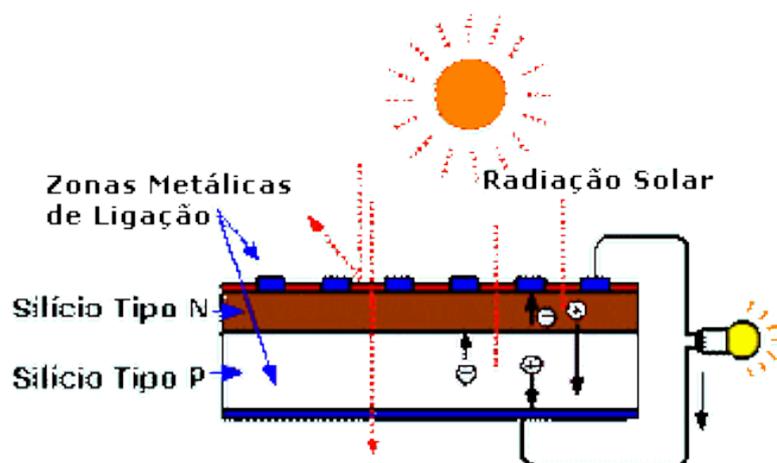


Figura 10 - Célula fotovoltaica. [16]

As células são semicondutores de eletricidade porque o silício é um material com características intermédias entre um condutor e um isolante. O silício apresenta-se normalmente como areia. Através de métodos adequados obtém-se o silício em forma pura. O cristal de silício puro não possui elétrons livres, logo é um mau condutor elétrico. Para alterar isto acrescentam-se percentagens de outros elementos. Este processo denomina-se dopagem. Mediante a dopagem do silício com o fósforo obtém-se um material com elétrons livres ou material com portadores de carga negativa (silício tipo N).

Realizando o mesmo processo, mas acrescentando boro ao invés de fósforo, obtêm-se um material com características inversas, ou seja, déficit de elétrons ou material com cargas positivas livres (silício tipo P). Ao serem unidas, na união P-N, gera-se um campo elétrico devido aos elétrons do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P. [17]

Ao incidir a luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons que a integram chocam-se com os elétrons da estrutura do silício dando-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado na união P-N, os elétrons são orientados e fluem da camada "P" para a camada "N".

Por meio de um condutor externo, liga-se a camada negativa à positiva. Gera-se assim um fluxo de elétrons (corrente elétrica) na conexão. Enquanto a luz continua a incidir na célula, o fluxo de elétrons manter-se-á. A intensidade da corrente gerada varia, proporcionalmente, conforme a intensidade da luz incidente. [18]

Cada módulo fotovoltaico é formado por uma determinada quantidade de células conectadas em série, os elétrons fluem através dos condutores de uma célula para a outra. O cabo da interconexão entre módulo e bateria contém o fluxo, de modo que quando um elétron abandona a última célula do módulo e encaminha-se para a bateria outro elétron entra na primeira célula a partir da bateria. É por isso que se considera inesgotável um dispositivo fotovoltaico. Produz energia elétrica em resposta à energia luminosa que entra no mesmo. [19]

Existem três tipos de células, dependendo do método de fabricação. Uma célula fotovoltaica não pode armazenar energia elétrica.

Silício monocristalino: estas células obtêm-se a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais. As células são obtidas por corte das barras em forma de pastilhas quadradas finas (0,4 a 0,5 mm de espessura). A sua eficiência na conversão de luz solar em eletricidade, em média, encontra-se entre 14% e 21%.

Silício policristalino: estas células são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de bocados de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício arrefece lentamente e solidifica-se. Neste processo, os átomos não se organizam num único cristal. Forma-se uma estrutura policristalina com superfícies de separação

entre os cristais. Sua eficiência é ligeiramente menor do que nas de silício monocristalino, (13% - 16,5%).

Silício amorfo: estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal. A sua eficiência varia entre 6% e 9%. [18]

O módulo fotovoltaico, Figura 11, é composto por células individuais conectadas em série. Este tipo de conexão permite adicionar tensões. A tensão nominal do módulo será igual ao produto do número de células que o compõem pela tensão de cada célula (aproximadamente 0,5 volts). [19]

Procura-se dar ao módulo rigidez na sua estrutura, isolamento elétrico e resistência aos fatores climáticos. Por isso, as células conectadas em série são encapsuladas num plástico elástico (Etil Vinil Acetato) que faz também o papel de isolante elétrico, um vidro temperado com baixo conteúdo de ferro, na face voltada para o Sol, e uma lâmina plástica multicamada na face posterior. Em alguns casos o vidro é substituído por uma lamina de material plástico transparente.

O módulo tem uma moldura composta de alumínio ou poliuretano e caixas de conexões às quais chegam os terminais positivo e negativo da série de células. Nos bornes das caixas ligam-se os cabos que ligam por sua vez o módulo ao sistema.

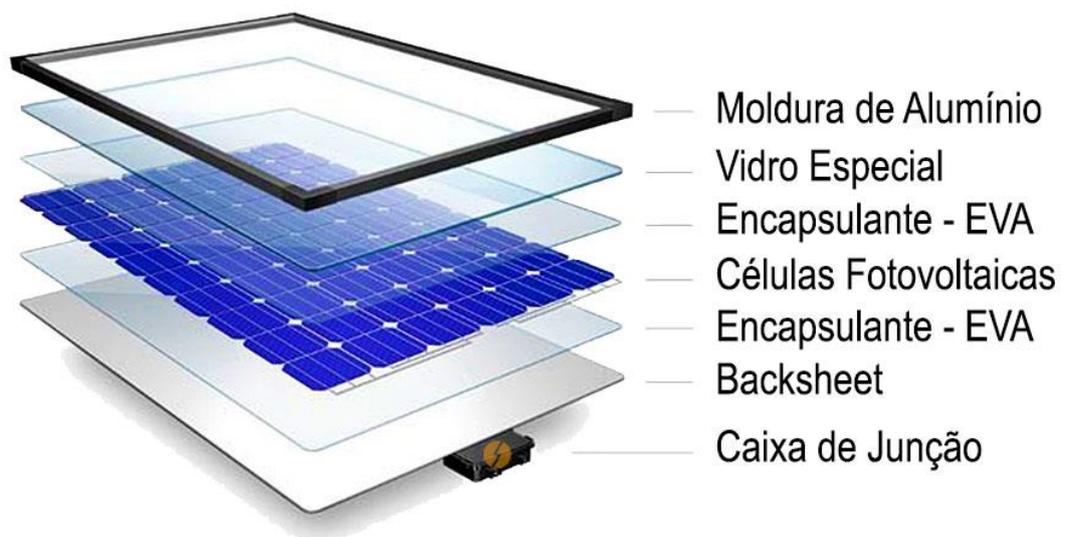


Figura 11 - Camadas de um módulo fotovoltaico. [20]

Na Figura 12 podemos verificar a curva característica corrente-tensão (I-V) não linear e indica, nas condições standard (radiação $1000W/m^2$ e temperatura de $25^{\circ}C$), a mesma forma para qualquer painel fotovoltaico.

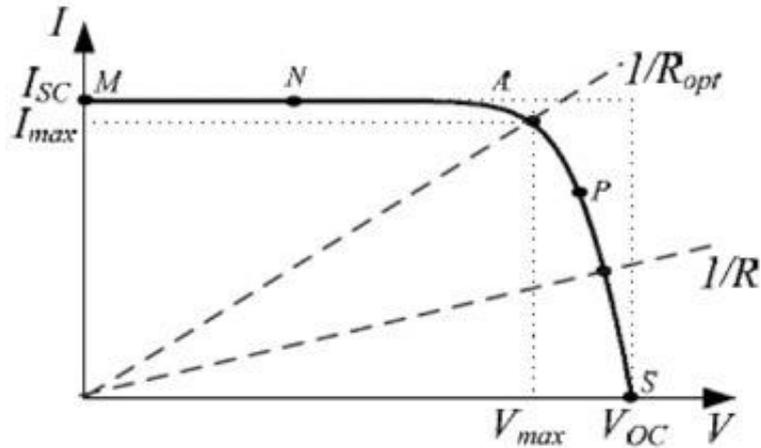


Figura 12 - Curva característica I-V. [21]

A curva característica potência-tensão (P-V), ilustrada na Figura 13, mostra a potência disponível à saída do painel fotovoltaico em função da tensão do mesmo. Nesta curva existe um ponto máximo de funcionamento ou também designado ponto de máxima potência (MPP), no qual o seu valor deve estar próximo ao da potência máxima, de modo a garantir a máxima eficiência do painel.

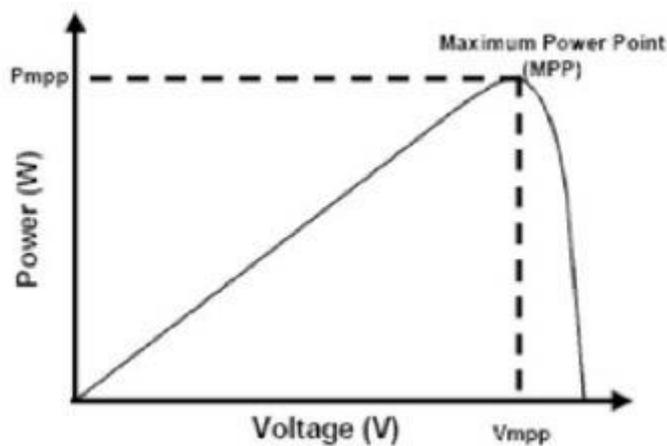


Figura 13 - Curva característica P-V. [21]

Nas Figuras 14 e 15, observa-se a influência da temperatura nas curvas I-V e P-V e verifica-se que com o aumento da temperatura, a tensão de saída e a potência, diminuem. Desta forma, conclui-se que, sempre que as temperaturas sejam superiores à temperatura normal de funcionamento, o rendimento dos painéis fotovoltaicos será inferior.

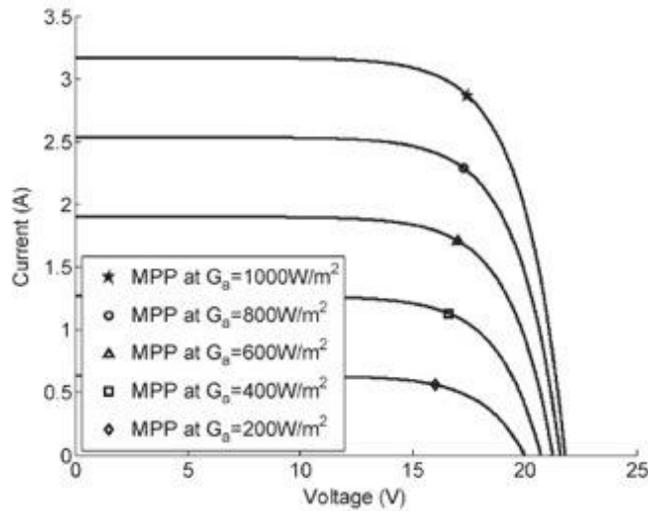


Figura 14 - Variação curva característica I-V com a temperatura. [21]

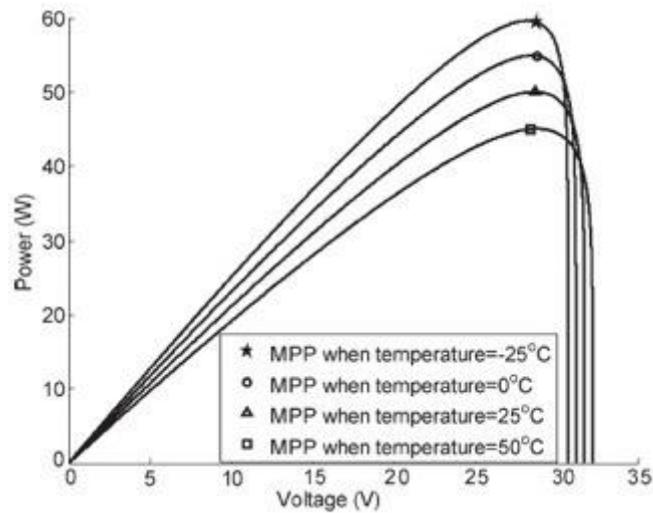


Figura 15 - Variação curva característica P-V com a temperatura. [21]

3.3 Sistema Fotovoltaico

3.3.1 Gerador Fotovoltaico

A função do gerador fotovoltaico é transformar a energia solar em energia elétrica. Este gerador é constituído por painéis solares que são compostos por várias células eletricamente interligadas em série e/ou paralelo. A associação em série permite obter tensões mais altas enquanto que a associação em paralelo permite obter correntes mais altas.

O painel também tem outros elementos, para além das células solares, que permitem a proteção adequada do conjunto contra agentes externos, asseguram também uma rigidez suficiente, permitindo as estruturas que os suportam e a conexão elétrica.

3.3.2 Inversor

É o equipamento responsável por transformar a energia recebida do gerador fotovoltaico, em DC (corrente direta), para AC (corrente alternada).

Inversores são caracterizados principalmente pela tensão de entrada, que tem de se adaptar ao gerador, a potência máxima e a eficiência que pode fornecer. Esta última é definida como a razão entre a energia elétrica fornecida para a utilização do inversor (potência de saída) e a que extrai o gerador de energia elétrica (entrada de alimentação).

A eficiência deve ser elevada, pois caso contrário irá ser necessário aumentar o número de painéis para alimentar a carga. Deve ser adequadamente protegido contra curto-circuitos e sobrecargas e deve, também, cumprir os requisitos estabelecidos na RTIEBT (Regras Técnicas de Instalação Elétrica de Baixa Tensão).

3.3.3 Pontos de Ligação à Terra

O aterramento da instalação é muito importante porque garante o desempenho das proteções e elimina o risco envolvido na avaria ou mau funcionamento de qualquer equipamento.

3.3.4 Condutores de Interligação

São os cabos utilizados para realizar as interligações entre as partes constituintes de um sistema fotovoltaico. Deverão ser materiais de alta qualidade para uma maior durabilidade e confiabilidade no sistema, e tem de respeitar a RTIEBT.

3.3.5 Equipamentos de Medição

São responsáveis por controlar numericamente a energia gerada e consumida ou entregue à rede para que os dados possam ser faturados sobre os preços acordados.

3.3.6 Estrutura de Suporte dos Painéis

A estrutura que suporta as *strings* é colocada no telhado. As estruturas, normalmente de alumínio, têm como objetivo assegurar que os módulos fiquem fixos no ângulo para que estes forem projetados.

3.3.7 Proteção contra Choques Elétricos

Os equipamentos da unidade de produção do lado DC devem ser considerados em tensão, mesmo quando desligados do lado AC. Todas as partes acessíveis do lado DC, tal

como ligadores, caixas de ligação e, eventualmente, seccionadores, deverão ser sinalizados com um aviso modelo dotado de informação clara da existência de tensão, mesmo quando os circuitos se encontrem seccionados do lado DC no inversor. Existem dois tipos de proteção elétrica:

Proteção contra contatos diretos – consiste em proteger as pessoas contra os riscos de contato com as partes ativas dos materiais ou aparelhos elétricos. Os materiais utilizados deverão garantir características adequadas de isolamento, quer por construção quer através de utilização de invólucros. As caixas ou armários que contenham partes ativas deverão permanecer fechadas, apenas permitindo a abertura através de ferramenta ou chave. Os módulos fotovoltaicos que sejam colocados de modo acessível, quer a pessoas quer a animais domésticos, deverão encontrar-se protegidos por sistema de barreiras ou por uma vedação.

Proteção contra os contatos indiretos – tem como objetivo proteger as pessoas contra os riscos a que podem ficar sujeitas em resultado de as massas ficarem acidentalmente sob tensão.

3.3.8 Ligação das Massas à Terra

A massa do inversor e as massas dos materiais alimentados pela rede de distribuição pública (instalação existente) deverão ser ligadas à terra das massas da instalação elétrica de utilização. As estruturas metálicas dos módulos e as estruturas de suporte deverão ser equipotencializadas.

3.3.9 Proteção contra Sobreintensidades

No caso do lado DC, estes cabos são dimensionados de modo a que sejam dispensados componentes de proteção contra sobreintensidades.

Já do lado AC têm de ser dimensionadas proteções contra sobrecargas e contra curto-circuitos. O valor da corrente estipulada do aparelho de proteção contra sobrecargas

é definido pelas condições de ligação à rede e estabelecidas nas RTIEBT. O poder de corte dos aparelhos de proteção é determinado tendo em conta as correntes de curto-circuito máximas previsíveis, onde é obrigatório o uso de disjuntor, não sendo permitida a proteção através de fusíveis.

3.3.10 Quedas de Tensão

Em ambos os lados, DC e AC, é recomendável que, a queda de tensão, seja limitada a um máximo de 1%, mas é permitido até 3%.

3.3.11 Sinalização

A sinalização dos riscos existentes nas instalações elétricas é uma forma de evitar danos físicos aos seus utilizadores e intervenientes, pelo que essa sinalização deverá ser de fácil interpretação e com garantias de durabilidade.

3.3.12 Sombreamento

As sombras causadas num sistema fotovoltaico podem ser de dois tipos:

- Sombras temporárias - como a neve, folhas de árvore, excrementos de pássaros, poeiras, etc., as perdas de rendimento dos painéis, por estas razões, devem ser consideradas e, portanto, deve ser realizada uma limpeza periódica;
- Sombras elementos fixos - podem ser resultantes de árvores na zona envolvente, edifícios e obstáculos naturais que obstruem o sol.

Quando uma célula se encontra sombreada, esta atua como uma carga, dissipando a corrente de entrada. Quando uma célula não está exposta a nenhuma luz solar, irá aquecer e criar os chamados pontos quentes. De forma a minimizar o efeito do

sombreamento, são introduzidos os diodos de *bypass*, Figura 16, que permitem a passagem da corrente sem danificar a célula.

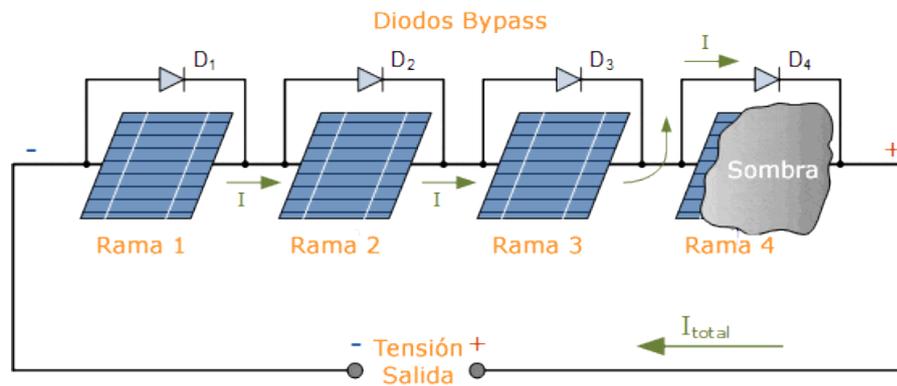


Figura 16 - Funcionamento diodo *bypass*. [27]

A distância dos painéis a obstáculos também é de extrema importância.

Os módulos deverão estar suficientemente afastados de qualquer objeto que projete sombra sobre eles no período de melhor radiação, habitualmente das 9 às 17 horas no dia mais curto do ano.

A equação (3.2):

$$Distância = Fe (H0 - Hm)$$

(3.2)

Permite calcular a distância mínima de afastamento, em metros, sendo:

Fe – Fator de espaçamento;

H0 – Altura do objeto;

Hm – Altura em relação ao nível do solo em que se encontram instalados os módulos, como ilustrado na Figura 17.

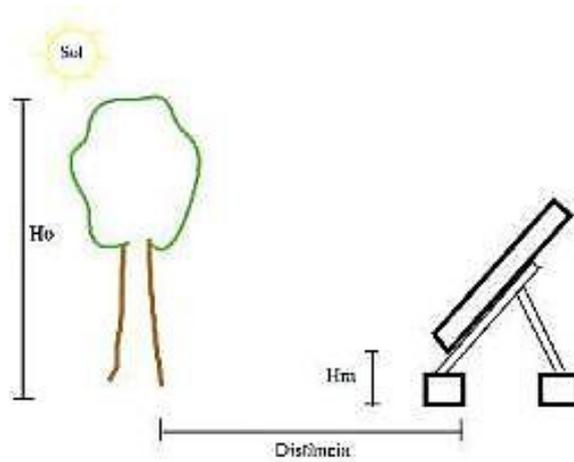


Figura 17 - Espaçamento módulos. [28]

3.3.13 Distância entre fileiras

Define-se um fator de utilização do espaço disponível, que vai variar entre zero e um. Quanto menor for o ângulo de inclinação, maior será a taxa de utilização do espaço.

O fator de utilização é dado por:

$$F = \frac{h}{d}$$

(3.3)

Sendo:

F – Fator de utilização;

h – Altura do módulo;

d – Distância entre fileiras, como ilustrado na Figura 18.

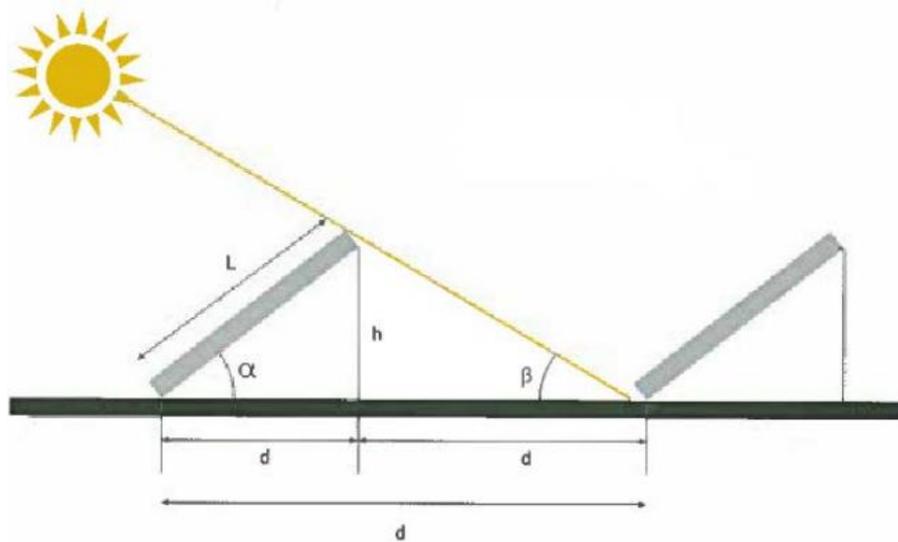


Figura 18 - Distância entre fileiras. [25]

Através da equação:

$$d = L \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right)$$

(3.4)

Determina-se o afastamento entre as fileiras, sendo:

L – Altura do módulo fotovoltaico;

α – Inclinação do módulo;

β – Ângulo da altura mínima do Sol.

3.3.14 Temperatura e Vento

A potência de saída de um módulo fotovoltaico depende linearmente da temperatura a que este se encontra.

Em um telhado a parte traseira de um módulo fotovoltaico pode atingir os 80°C. O vento é um fator a ter em conta na instalação. Dependendo de diferentes efeitos secundários, como a assemblagem do sistema e condições de instalação, a resistência térmica equivalente da transferência de calor pode ser influenciada de uma forma maior ou menor pela velocidade do vento.

Capítulo 4 - Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico

Neste capítulo são apresentados os parâmetros a ter em conta para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

4.1 Área disponível

Para calcular a área disponível, em m^2 , é considerada toda a superfície da cobertura.

4.2 Condições Climáticas do Local

A radiação incidente e a temperatura ambiente são dados fundamentais do local onde o sistema fotovoltaico irá ser implementado. Estes dados podem ser retirados através da aplicação PVGIS, que irá ser usada no caso de estudo. Para além dos valores de temperatura e radiação, obtém-se uma estimativa do valor de energia mensal diário produzido pelo sistema fotovoltaico a ser instalado de acordo com a potência de pico. [22]

4.3 Altura Mínima do Sol

Denomina-se de altura mínima do sol quando este se encontra na posição mais desfavorável de todas ao longo do ano. Este cálculo é feito no dia de solstício de inverno, ou seja, dia 21 de dezembro visto estarmos no hemisfério norte. Assim é determinada a distância entre fileiras mínima e também se obtém as sombras por forma a que seja conseguido que o sistema tenha um desempenho mais elevado.

Este cálculo é feito através da equação (4.1):

$$\sin \beta = \sin L \sin \delta_s + \cos L \cos \delta_s \cos h_s \quad (4.1)$$

Ao meio dia solar, $t_s = 12\text{h}$, $h_s = 0$ e, portanto, $\alpha_s = 0$ e $\beta = 90^\circ - |L - \delta_s|$.

4.4 Escolha do Módulo

Na escolha do módulo fotovoltaico tem de se ter em conta várias características do equipamento:

- Eficiência;
- Potência nominal;
- Dimensões;
- Temperatura nominal;
- Corrente nominal;
- Corrente curto-circuito;
- Tensão circuito aberto;
- Coeficiente temperatura em tensão de circuito aberto;
- Coeficiente temperatura em corrente de curto circuito;
- Preço;
- Garantia.

4.5 Orientação e Inclinação dos Módulos

No caso de estarmos no hemisfério norte, o módulo deve estar orientado para sul e com uma elevação correspondente à latitude do local, que é o ângulo ótimo para a instalação. Por vezes quando a superfície, onde irão ser instalados os módulos, tem um ângulo muito próximo ao ótimo, é preciso estudar se vale a pena o investimento nas estruturas de suporte dos painéis. [23]

4.6 Estimativa da Energia Produzida

É importante estimar a energia total produzida pela instalação considerando a aplicação de um inversor para originar uma forma de onda sinusoidal à saída.

A energia produzida por um módulo durante um determinado intervalo de tempo pode ser calculada pela equação (4.2) [24]:

$$E = \eta_{inv} \sum_{i=1}^n P_{max}(G, T)_i \times \Delta t_i \quad (4.2)$$

Onde,

η_{inv} – Rendimento do conjunto MPPT/inversor;

n – Número de períodos de tempo considerados;

Δt – Intervalo de tempo considerado;

$P_{max}(G, T)_i$ – Potência máxima do módulo.

O valor da potência máxima é calculado pelo produto da corrente máxima pela tensão máxima, em função da temperatura da célula e da radiação incidente.

4.7 Dimensionamento dos Inversores

Na escolha dos inversores é necessário ter em conta qual o número de *strings* máximo que pode suportar, a tensão máxima e mínima de entrada, a corrente máxima de entrada, qual o seu rendimento e quais as características de saída. Para potências elevadas convém distribuir a potência por múltiplas unidades de conversão, conseguindo-se assim uma maior fiabilidade e maior eficiência. [25]

A potência de um inversor deve estar entre 70% e 120% da potência fotovoltaica, como demonstra a equação (4.3):

$$0,7 P_{Fotovoltaica} < P_{Inversor} < 1,2 P_{Fotovoltaica} \quad (4.3)$$

Para o bom funcionamento do sistema e uma vida normal de todos os componentes, é necessário instalar o inversor num ambiente livre de exposição direta a raios solares, chuva, humidade excessiva ou maresia, gases ou líquidos explosivos ou corrosivos e vibração excessiva, poeira ou partículas metálicas/óleos suspensos no ar. [22]

4.8 Número Máximo de Módulos por *String*

A determinação do número máximo de módulos, em série, por *string* é essencial para garantir que a tensão dos módulos seja sempre inferior à tensão máxima admissível, que também é a máxima tensão de entrada para a maioria dos restantes equipamentos de baixa tensão da instalação fotovoltaica. A tensão em circuito aberto, é o nível de tensão mais elevada no sistema fotovoltaico. Esta situação acontece quando há, por exemplo, falhas na rede. Enquanto não houver uma tensão de referência CA, os inversores desligam e o sistema fotovoltaico está em circuito aberto. A tensão em circuito aberto é normalmente calculada, equação (4.4), para uma temperatura mínima de -10°C, que é a temperatura considerada como mínima para a localização da instalação.

$$V_{CA(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta V(\%)}{100}\right) \times V_{CA}^{STD} \quad (4.4)$$

Onde,

$V_{CA(-10^{\circ}\text{C})}$ – Tensão em circuito aberto do módulo;

$\Delta V(\%)$ – Variação da tensão por °C;

V_{CA}^{STD} – Tensão em circuito aberto do módulo nas condições de referência.

Na equação (4.5) calculamos o número máximo de módulos em série:

$$N_s^{m\acute{a}x} = \frac{V_{MAX.INV.}}{V_{CA(-10^{\circ}C)}} \quad (4.5)$$

Onde,

$N_s^{m\acute{a}x}$ – Número máximo de módulos em série;

$V_{MAX.INV.}$ – Tensão máxima do inversor;

$V_{CA(-10^{\circ}C)}$ – Tensão em circuito aberto do módulo.

4.9 Número Mínimo de Módulos por *String*

O número mínimo de módulos por *string* é caracterizado pela tensão mínima de entrada no inversor, obtida quando a temperatura do módulo é máxima. Estima-se uma temperatura máxima de 70°C. A equação (4.6) permite determinar o valor da tensão de acordo com a temperatura:

$$V_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta V(\%)}{100}\right) \times V_{CA}^{STD} \quad (4.6)$$

Onde,

$V_{MPP(70^{\circ}C)}$ – Tensão MPP do módulo a 70°C;

$\Delta V(\%)$ – Variação da tensão por °C;

V_{CA}^{STD} – Tensão em circuito aberto do módulo nas condições de referência.

Na equação (4.7) calculamos o número mínimo de módulos em série:

$$N_s^{min} = \frac{V_{MIN.INV.}}{V_{MPP(70^{\circ}C)}} \quad (4.7)$$

Onde,

N_s^{min} – Número mínimo de módulos em série;

$V_{MIN.INV.}$ – Tensão mínima do inversor;

$V_{MPP(70^{\circ}C)}$ – Tensão MPP do módulo a 70°C.

4.10 Cálculo do Número de *Strings*

A corrente máxima do inversor impõe restrições relativamente ao número de fileiras que podem ser ligadas à mesma entrada. O número máximo de *strings* resulta da equação (4.8):

$$N_{máx} = \frac{I_{MAX.INV.}}{I_{MPP}} \quad (4.8)$$

Onde,

$N_{máx}$ – Número máximo de *strings*;

$I_{MAX.INV.}$ – Corrente máxima do inversor;

I_{MPP} – Corrente nominal de cada *string*.

4.11 Dimensionamento dos Cabos

No dimensionamento do comprimento dos cabos devem-se ter em conta três critérios: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal, pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo e a minimização das perdas na linha. Este dimensionamento deve ser feito para os cabos de fileira, para os cabos principais DC

(cabos que ligam as fileiras aos inversores) e para os cabos AC (cabos que ligam os inversores até ao quadro elétrico). [22]

4.11.1 Cabos de Fileira

Em corrente contínua, devido às correntes paralelas de sentido inverso, as cablagens necessitam de um dimensionamento adequado pois estão sujeitas ao aquecimento por efeito de Joule, aos efeitos dos raios ultravioletas quando instalados no exterior, aos níveis de tensão de trabalho, entre outros.

Denominam-se cabos de fileira, os condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais do gerador fotovoltaico e a caixa de junção do gerador. Estes cabos normalmente são aplicados no exterior. [25]

Através da equação (4.9) e considerando a queda de tensão de 1%, é possível determinar a secção dos cabos de fileira, S_{Fi} . O resultado é depois normalizado para o valor superior da secção de cabo mais próxima.

$$S_{Fi} = \frac{2 \times L_M \times I_{Fi}}{1\% \times V_{MPP} \times \delta} \quad (4.9)$$

Onde,

L_M – Comprimento dos condutores da malha fotovoltaica, em metros;

I_{Fi} – Corrente nominal da *string*, em Amperes;

V_{MPP} – Tensão total da string, em Volts;

δ – Condutividade elétrica do material (cobre ou alumínio), em $m/(\Omega \times mm^2)$.

As perdas na malha fotovoltaica, P_M , nas condições STC determinam-se com a equação (4.10):

$$P_M = \frac{2 \times I_{Fi}^2}{\delta} \times \left(\frac{L1}{S1} + \frac{L2}{S2} + \dots \right) \quad (4.10)$$

Onde,

P_M – Perdas na malha ou gerador fotovoltaico, em *Watts*;

I_{Fi} – Corrente nominal da *string*, em Amperes;

L – Comprimento dos condutores, em metros;

S – Secção do material, em mm^2 .

4.11.2 Cabo DC

O cabo principal DC, assim como as linhas dos vários parques fotovoltaicos, devem ser capazes de transportar a corrente máxima produzida pelo gerador fotovoltaico, sendo assim, este estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada no exterior, estes cabos devem ser entubados, uma vez que não são resistentes aos raios ultravioletas. De igual modo, por razões associadas à proteção contra falhas de terra e de curto-circuitos, recomenda-se também que os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado no mesmo cabo. [25]

Utilizando a expressão (4.11) e considerando a queda de tensão máxima de 1%, é possível determinar a secção dos cabos DC a utilizar no projeto. O resultado é depois normalizado para o valor superior da secção de cabo mais próxima.

$$S_{CABO\ DC} = \frac{2 \times L_{CABO\ DC} \times I_{CABO\ DC}^2}{1\% \times (P_{FV} - P_M) \times \delta} \quad (4.11)$$

Onde,

$L_{CABO\ DC}$ – Comprimento do cabo DC, em metros;

$I_{CABO\ DC}$ – Corrente máxima admissível do cabo DC, em Amperes;

P_{FV} – Potência nominal do gerador fotovoltaico, em *Wp*;

P_M – Perdas na malha ou gerador fotovoltaico, em *Watts*;

δ – Condutividade elétrica do material (cobre ou alumínio), em $\text{m}/(\Omega \times \text{mm}^2)$.

As perdas no cabo principal, $P_{CABO DC}$, são calculadas para a secção transversal do cabo selecionado, utilizando a expressão (4.12):

$$P_{CABO DC} = \frac{2 \times L_{CABO DC} \times I_{CABO DC}^2}{S_{CABO DC} \times \delta} \quad (4.12)$$

Onde,

$L_{CABO DC}$ – Comprimento do cabo DC, em metros;

$I_{CABO DC}$ – Corrente máxima admissível do cabo DC, em Amperes;

$S_{CABO DC}$ – Secção do cabo DC;

δ – Condutividade elétrica do material (cobre ou alumínio), em $m/(\Omega \times mm^2)$.

4.11.3 Cabo AC

O cabo do ramal AC é o cabo de ligação de corrente alternada que liga o inversor à rede recetora. Assume-se uma queda de tensão máxima admissível na linha de 1%, relativamente à tensão nominal, para efetuar o cálculo da secção transversal do cabo de alimentação AC. [25]

A secção dos cabos é influenciada pelo tipo de ligação à rede elétrica, ou seja, consoante a ligação seja monofásica ou trifásica. Nas equações (4.13) e (4.14) determinam-se as respetivas secções:

$$S_{CABO AC Monofásica} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{CABO AC} \times \cos \phi}{1\% \times V_{REDE} \times \delta} \quad (4.13)$$

$$S_{CABO AC Trifásica} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{CABO AC} \times \cos \phi}{1\% \times V_{REDE} \times \delta} \quad (4.14)$$

Onde,

L_{AC} – Comprimento do cabo AC, em metros;

$I_{CABO AC}$ – Corrente nominal AC do cabo, que corresponde à corrente nominal AC do inversor, em Amperes;

$\cos \emptyset$ – Fator de potência do inversor.

V_{REDE} – Tensão nominal da rede (monofásica: 230 V, trifásica: 400 V);

δ – Condutividade elétrica do material (cobre ou alumínio), em $m/(\Omega \times mm^2)$.

As perdas do cabo AC, P_{AC} , para a secção transversal escolhida são determinadas através das equações (4.15) e (4.16), consoante se trate de uma instalação monofásica ou trifásica, respetivamente:

$$P_{AC \text{ Monofásica}} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{CABO AC}^2 \times \cos \emptyset}{S_{CABO AC} \times \delta} \quad (4.15)$$

$$P_{AC \text{ Trifásica}} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{CABO AC}^2 \times \cos \emptyset}{S_{CABO AC} \times \delta} \quad (4.16)$$

Onde,

L_{AC} – Comprimento do cabo AC, em metros;

$I_{CABO AC}$ – Corrente nominal AC do cabo, que corresponde à corrente nominal AC do inversor, em Amperes;

$\cos \emptyset$ – Fator de potência do inversor.

$S_{CABO AC}$ – Secção do cabo AC;

δ – Condutividade elétrica do material (cobre ou alumínio), em $m/(\Omega \times mm^2)$.

4.12 Dimensionamento de Proteções

O modelo de proteções do sistema depende da intensidade de corrente da unidade de produção e da tensão de funcionamento da instalação de consumo (MT ou BT). Deverá utilizar-se disjuntores de forma a proteger a instalação. Estes são determinados pelas equações (4.17) e (4.18):

$$I_{CABO} \leq I_N \leq I_Z \quad (4.17)$$

$$I_2 \leq 1.45 I_Z \quad (4.18)$$

Onde,

I_{CABO} – Corrente serviço, em Amperes;

I_N – Corrente nominal do fusível/disjuntor, em Amperes;

I_Z – Corrente máxima admissível no cabo, em Amperes, para o método de referência considerado;

I_2 – Corrente convencional de funcionamento do fusível/disjuntor, em Amperes.

4.13 Análise Económica do Investimento

Esta secção visa analisar o projeto de um sistema fotovoltaico sob o ponto de vista económico por forma a concluir sobre a sua viabilidade. Para tal é necessário identificar claramente as características do investimento, para posteriormente se determinarem as variáveis financeiras mais relevantes neste tipo de projetos. [26]

Existem vários métodos ou modelos de previsão de retorno do investimento. Estes métodos são basicamente divididos entre métodos estáticos e métodos dinâmicos.

Os métodos estáticos podem ser caracterizados por:

- O método de fluxo de caixa líquido (fluxo de caixa estático);
- O método de *Pay-Back* ou período de amortização;
- O método de desempenho de taxa de contabilização.

Estes métodos sofrem todos do mesmo defeito: não considerar o tempo. Isto é, eles não consideram o tempo nos cálculos, quando a saída ou entrada de dinheiro ocorre (e, portanto, o seu diferente valor).

Os métodos dinâmicos podem ser caracterizados por:

- O *Pay-Back* dinâmico ou com desconto, podemos considerar este método como uma variante do desempenho da taxa de contabilidade. Tendo em conta o lucro bruto antes da depreciação para cada um dos anos de vida do projeto, e as atualizações com desconto de acordo com uma taxa de juros pré-estabelecida;

- O Valor Anual Líquido (VAL), significa o valor total de todos os fluxos de caixa líquidos esperados ao longo do projeto subtraindo o valor do investimento inicial [26]. É definido através da expressão (4.19):

$$VAL = \sum \frac{CF_j}{(1+i)^j} - It \quad (4.19)$$

Onde,

CF_j – *Cash-flow* do ano j ;

i – Taxa de atualização;

It – Investimento total atualizado para o ano 0.

Se o VAL for positivo considera-se um projeto viável e com remuneração superior à pretendida, se for igual a zero considera-se também viável e com remuneração igual à pretendida, caso seja negativo o projeto é inviável e, logicamente, com remuneração inferior à pretendida.

- A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o valor presente líquido (VPL) de um investimento igual a zero (VAL = 0) [26]. O seu valor é dado pela equação (4.20):

$$TIR = \sum \frac{CF_j}{(1+i)^j} - It = 0 \quad (4.20)$$

Onde,

CF_j – *Cash-flow* do ano j ;

i – Taxa de atualização;

It – Investimento total atualizado para o ano 0.

Se a TIR for maior que a taxa de atualização e o VAL positivo considera-se um projeto viável e com taxa de retorno superior o custo de capital, se a TIR for menor que a taxa de atualização e o VAL negativo o projeto é inviável e, logicamente, com taxa de retorno inferior ao custo de capital.

O Prazo de Retorno de Investimento (PRI) traduz o número de anos necessários para recuperar o investimento inicial, sendo outro indicador essencial na análise financeira de um projeto. Calcula-se com a equação (4.21):

$$\sum_{j=0}^n CF_j = It \quad (4.21)$$

Onde,

CF_j – *Cash-flow* do ano j ;

i – Taxa de atualização;

It – Investimento total atualizado para o ano 0.

Capítulo 5 - Caso de estudo

Ao longo deste capítulo é feito o dimensionamento de uma UPAC a aplicar na unidade industrial da empresa *Kathrein Automotive*, situada na zona industrial de Vila Real. A sua produção centra-se em antenas para automóveis a nível mundial e está em funcionamento 24 horas sobre 24 horas, todos os dias do ano.

5.1 Características do Local

O local selecionado para a instalação dos módulos é a cobertura, orientada para sul, do edifício, cuja a latitude é 41.273 N. Recorreu-se a planta do edifício para recolher as cotas necessárias para o dimensionamento do projeto.



Figura 19 - Vista aérea do edifício do caso de estudo. [29]

Podemos verificar na Figura 19 a área total da cobertura do edifício e a que realmente foi considerada para este estudo, identificadas com os números 1, 2 e 3. A seleção destas três áreas foi definida devido a estarem orientadas para sul, e com uma inclinação de cobertura de 15°.

5.2 Área Disponível

Para o cálculo das três áreas recorreu-se à planta do edifício e obtiveram-se os seguintes resultados:

$$\text{Área}_1 = 33 \times 10 = 330 \text{ m}^2 \quad (5.1)$$

$$\text{Área}_2 = 27 \times 10 = 270 \text{ m}^2 \quad (5.2)$$

$$\text{Área}_3 = 22 \times 10 = 220 \text{ m}^2 \quad (5.3)$$

$$\text{Área}_{Total} = 330 + 270 + 220 = 820 \text{ m}^2 \quad (5.4)$$

A área total considerada para este projeto é de 820 m².

5.3 Dados Climáticos do Local

Para a obtenção dos dados relativamente à radiação e temperatura média mensal do local, recorreu-se à aplicação PVGIS, disponibilizada pela Comissão Europeia. Na Figura 20 podemos fazer a leitura de vários dados.

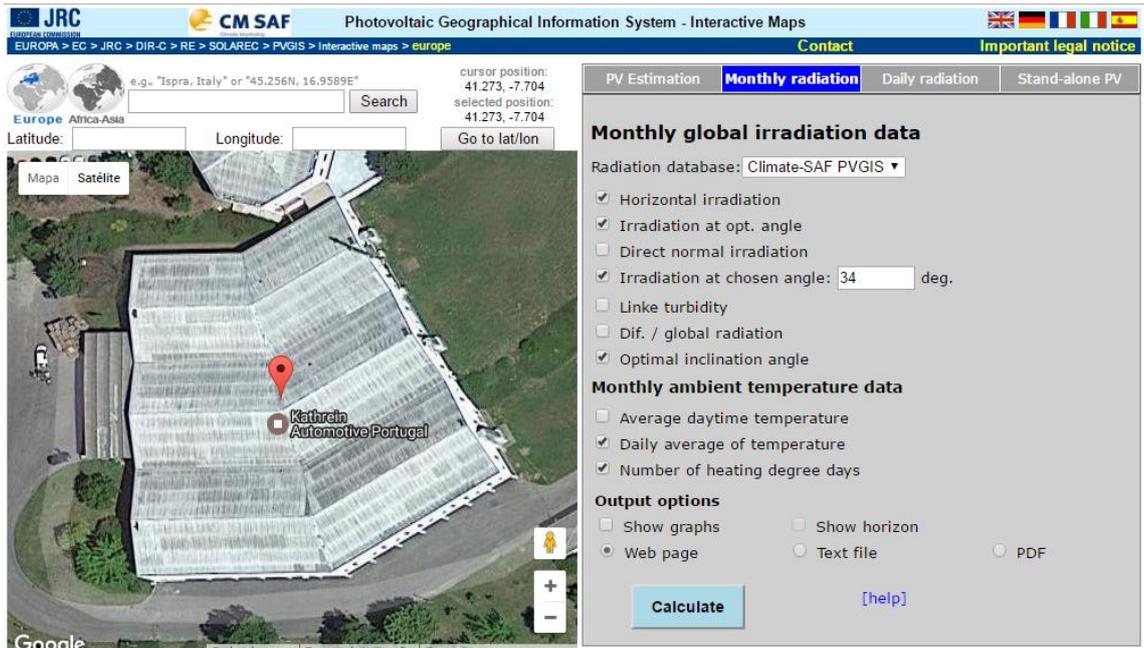


Figura 20 - Dados radiação PVGIS. [30]

Os dados lidos, diretamente da simulação no PVGIS, são o ângulo de inclinação ótima de 34°, bem como os valores de radiação e de temperatura mensal, no local do edifício, constatados na Figura 21.

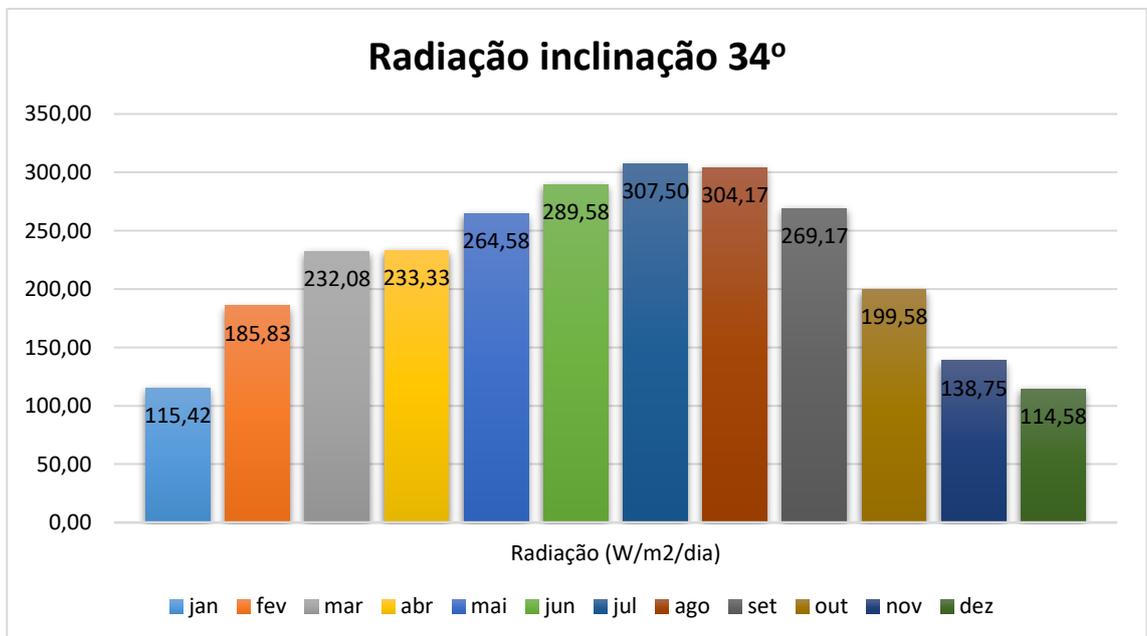


Figura 21 - Radiação média mensal. [30]

Podemos concluir que os meses com mais radiação, como esperado, são junho, julho e agosto, e com menos radiação são novembro, dezembro e janeiro, pois correspondem ao verão e ao inverno, respetivamente.

5.4 Altura Mínima do Sol

A altura mínima do Sol é calculada através da equação (4.1), do capítulo anterior, com o conhecimento da latitude do local ($L = 41.273 N$), declinação solar ($\delta_s = -23.45^\circ$), ângulo de horário solar ($h_s = 0^\circ$) e hora solar do local ($t_s = 12h$).

$$\sin \beta = \sin(41.273) \sin(-23.45) + \cos(41.273) \cos(-23.45) \cos 0$$

$$\beta = 25.28^\circ$$

5.5 Seleção do Módulo

Para este projeto foi selecionado o módulo *M-250 / 3R Mprime by Martifer Solar*, devido às suas características a nível dimensional e da sua eficiência elevada. Para mais detalhe sobre as suas características apresenta-se a Tabela 6.

Tabela 6 - Características do Módulo

Módulo	Mprime M-250 3R
Tipo de células	Poly-Si
Potência Nominal	250 Wp
Nº células	60
Eficiência	15.6%
$V_{m\acute{a}x}$	30.02 V
$I_{m\acute{a}x}$	8.34 A
V_{CA}	37.60 V
I_{CC}	8.68 A
ΔV de V_{CA}	-0.313% /°C
ΔV de I_{CC}	-0.059% /°C
NOCT	45 °C
Dimensões	1639 x 982 x 35 mm
Preço	230 €

5.6 Orientação e Inclinação dos Módulos

O valor ótimo do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos para este caso de estudo é de 34° , como constatado na aplicação PVGIS. Visto o telhado das áreas de trabalho apresentar uma inclinação de 15° , a inclinação do módulo deve ser de 19° .

5.7 Distância entre Fileiras e Sombreamento

Para calcular a distância entre fileiras utilizou-se a ferramenta de trabalho autocad. Pode-se verificar na Figura 22 o resultado.

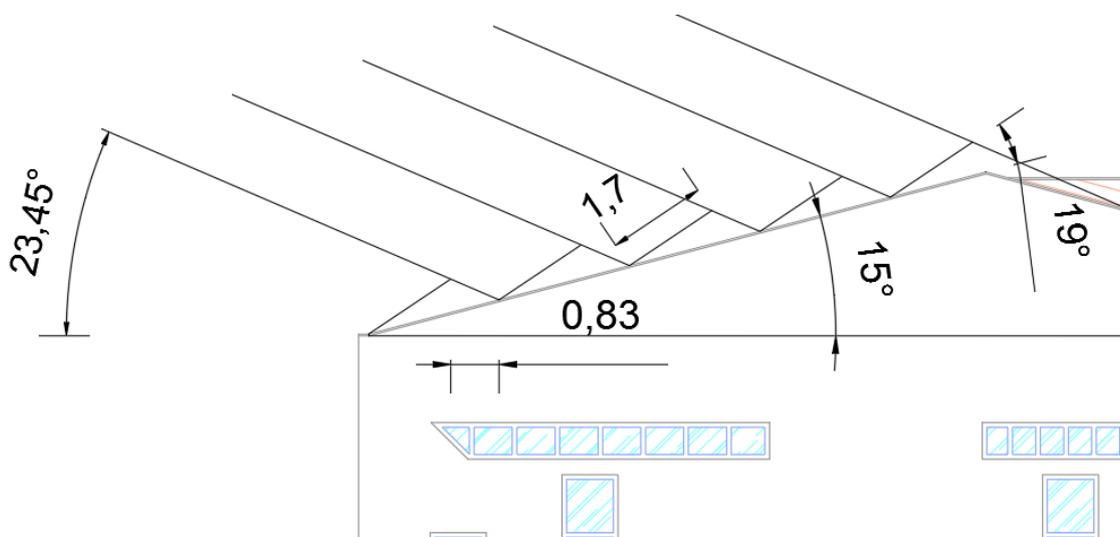


Figura 22 - Distância entre módulos com inclinação ótima

Podemos constatar que com o ângulo de inclinação ótimo é possível colocar 5 fileiras por área. Se os módulos forem dispostos a 15° , já conseguiremos colocar 6 fileiras.

Estes números traduzem-nos a possível utilização de 410 módulos no modo de 5 fileiras, e de 492 módulos no modo de fileiras. Multiplicando o número de módulos usados pela sua potência, obtemos 102,5 kWp de produção instalada e 123 kWp de produção instalada, respetivamente para o caso de 5 fileiras e 6 fileiras.

5.8 Cálculo da Energia Produzida

Para o cálculo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico recorreu-se novamente ao PVGIS, como podemos constatar na Figura 23 e 24, onde estão representadas as situações de 6 fileiras a 15° de inclinação e de 5 fileiras a 34° de inclinação, respetivamente.

The screenshot shows the PVGIS web interface for a grid-connected PV system. The map on the left displays a satellite view of a building with a PV array of 6 rows at a 15-degree tilt. The right-hand panel contains the following configuration and results:

- Performance of Grid-connected PV**
- Radiation database: Climate-SAF PVGIS
- PV technology: Crystalline silicon
- Installed peak PV power: 123 kWp
- Estimated system losses [0;100]: 14 %
- Fixed mounting options:**
 - Mounting position: Free-standing
 - Slope [0;90]: 15 °
 - Azimuth [-180;180]: 0 °
- Tracking options:**
 - Vertical axis: Slope [0;90]: 0 °
 - Inclined axis: Slope [0;90]: 0 °
 - 2-axis tracking:
- Horizon file: Nenhum ficheiro selecionado
- Output options:**
 - Show graphs
 - Show horizon
 - Web page
 - Text file
 - PDF
- Calculate** button and [\[help\]](#) link.

Figura 23 - Dados estimativa PVGIS 6 fileiras 15°. [30]

The screenshot shows the PVGIS web interface for a grid-connected PV system. The map on the left displays a satellite view of a building with a PV array of 5 rows at a 34-degree tilt. The right-hand panel contains the following configuration and results:

- Performance of Grid-connected PV**
- Radiation database: Climate-SAF PVGIS
- PV technology: Crystalline silicon
- Installed peak PV power: 102.5 kWp
- Estimated system losses [0;100]: 14 %
- Fixed mounting options:**
 - Mounting position: Free-standing
 - Slope [0;90]: 34 °
 - Azimuth [-180;180]: 0 °
- Tracking options:**
 - Vertical axis: Slope [0;90]: 0 °
 - Inclined axis: Slope [0;90]: 0 °
 - 2-axis tracking:
- Horizon file: Nenhum ficheiro selecionado
- Output options:**
 - Show graphs
 - Show horizon
 - Web page
 - Text file
 - PDF
- Calculate** button and [\[help\]](#) link.

Figura 24 - Dados estimativa PVGIS 5 fileiras 34°. [30]

A produção energética anual estimada é de 172 000 kWh/ano no caso da Figura 23, e de 150 000 kWh/ano no caso da Figura 24. Perante esta estimativa optou-se por utilizar o caso de 6 fileiras a 15°, pois a produção anual é maior.

5.9 Dimensionamento dos Inversores

No dimensionamento dos inversores, temos em conta 123 kWp de potência de pico, resultante da instalação de 492 módulos fotovoltaicos de 250 Wp, o que leva a utilização total de 4 inversores, 2 de 30kW e 2 de 33kW.

Ambos os modelos de inversores possuem três entradas independentes, as quais irão suportar duas filas em paralelo, e onde cada fila terá 20 ou 21 módulos ligados em série (tensão fotovoltaica máxima igual a 600,4 V ou 630,42 V, respetivamente).

As características dos inversores são representadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Características dos Inversores

Inversor	KACO Powador 30.0	KACO Powador 33.0
Eficiência	98.0 %	98.0 %
Potência Nominal	25.0 kW	27.5 kW
Potência Pico	30.0 kWp	33.0 kWp
Potência Máxima	25.0 kVA	27.5 kVA
Tensão Máxima	1000.0	1000.0
Intensidade Máxima	102.0	102.0
Intervalo de operação MPP	200 / 800.0	200 / 800.0
Entradas MPP	3	3
Monitoramento de Rede	Trifásica	Trifásica
Protocolo de Comunicações	Ethernet, RS485	Ethernet, RS485

5.9.1 Número Máximo de Módulos por String

Aplicando a equação (4.4), determina-se o valor da tensão em função da temperatura.

$$V_{CA(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{35 \times (-0,313)}{100}\right) \times 37,60 = 41,72 \text{ V}$$

O número máximo de módulos por *string* através da equação (4.5).

$$N_s^{\text{máx}} = \frac{1000}{41,72} = 23,97$$

Posto isto, o número máximo de módulos por string é 23.

5.9.2 Número Mínimo de Módulos por String

Com a equação (4.6) determinamos o valor de tensão de acordo com a temperatura.

$$V_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{45 \times (-0,313)}{100}\right) \times 37,60 = 32,30 \text{ V}$$

Estamos em condições de calcular o número mínimo de módulos por *string* com a equação (4.7).

$$N_s^{\text{mín}} = \frac{200}{32,30} = 6,19$$

Posto isto, o número mínimo de módulos por *string* é 7.

5.9.3 Cálculo do Número de Strings

Substituindo os dados na fórmula (4.8) obtemos o número máximo de *strings*.

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{102}{8,34} = 12,23$$

Com este resultado constatamos que o número máximo de *strings* é 12. Na instalação o número mínimo necessário é de 6, por inversor.

No caso dos inversores de 30 kWp, a distribuição será feita por ligações em série de 20 módulos fotovoltaicos e de 6 *strings* em paralelo. O que resulta em duas *strings* em paralelo, de 20 módulos, por cada entrada do inversor. A potência nominal para cada inversor é definida por $120 \times 250 = 30$ kW.

No caso dos inversores de 33 kWp, a distribuição será feita por ligações em série de 21 módulos fotovoltaicos e de 6 *strings* em paralelo. O que resulta em duas *strings* em paralelo, de 21 módulos, por cada entrada do inversor. A potência nominal para cada inversor é definida por $126 \times 250 = 31,5$ kW.

5.10 Dimensionamento dos Cabos

5.10.1 Cabos de Fileira

Para o cálculo da secção dos cabos de fileira foi atribuída a cota de 23 metros de comprimento, que corresponde à distância dos dois condutores que interligam os painéis fotovoltaicos. Aplicaram-se os valores na equação (4.9).

$$S_{Fi} = \frac{2 \times 23 \times 8,34}{1 \times (21 \times 30,02) \times 56} = 1,08 \text{ mm}^2$$

A secção normalizada do cabo a instalar seria de $2,5 \text{ mm}^2$, no entanto, para reduzir as perdas e ter um melhor comportamento perante uma sobrecarga optou-se por condutores com a secção de 4 mm^2 .

Os cabos de fileira serão cabos de cobre isolados a polietileno reticulado (XLPE), que para a secção de 4 mm², possuem uma corrente máxima admissível igual a 42 A, considerando o método de referência B, segundo as RTIEBT.

5.10.2 Cabos de DC

Para o cálculo das perdas de malha dos cabos DC foi atribuída a cota de 23 metros de comprimento, que corresponde à distância dos dois condutores que interligam os painéis fotovoltaicos. Aplicaram-se os valores na equação (4.10).

$$P_M = \frac{2 \times (8,34)^2}{56} \times \left(\frac{23 + 21}{25} + \frac{23 + 21}{25} + \frac{23 + 21}{25} \right) = 13,12 \text{ W}$$

O comprimento de 44 metros é o pior cenário possível, ou seja, a maior distância da caixa de junção dos condutores dos módulos ao inversor.

A seção do cabo DC é calculada com a equação (4.11).

$$S_{CABO DC} = \frac{2 \times (23 + 21) \times (2 \times 8,34)^2}{(1 \times ((21 + 21) \times 230) - 13,12) \times 56} = 4,53 \text{ mm}^2$$

Determina-se assim a seleção do cabo com a seção de 25 mm², com objetivo de reduzir as perdas e ter um melhor comportamento perante sobrecargas.

Os cabos DC serão cabos de cobre isolados a polietileno reticulado (XLPE), que para a secção de 25 mm², possuem uma corrente máxima admissível igual a 133 A, considerando o método de referência B, segundo as RTIEBT.

5.10.3 Cabos de AC

A distância, no pior caso, do inversor ao quadro elétrico é de 25 metros, e a corrente é o produto de 6 *strings* em paralelo com a intensidade dos módulos. Aplicando a equação (4.14) obtemos a seção do cabo AC

$$S_{CABO AC Trifásica} = \frac{\sqrt{3} \times 25 \times (6 \times 8,34) \times 1}{1 \times 400 \times 56} = 9,67 \text{ mm}^2$$

Determina-se assim a seleção do cabo com a seção de 35 mm² para as fases e de 16 mm² para o neutro. com objetivo de reduzir as perdas e ter um melhor comportamento perante sobrecargas.

Os cabos AC serão cabos de cobre isolados a polietileno reticulado (XLPE), que para a seção de 35 mm² para as fases e de 16 mm² para o neutro, possuem uma corrente máxima admissível igual a 144 A, considerando o método de referência B, segundo as RTIEBT.

5.11 Dimensionamento das Proteções

Na proteção individual dos cabos de fileira são utilizados disjuntores distribuídos pelas várias fileiras. A curva de funcionamento do relé magnético é considerada do tipo B, ou seja, a corrente convencional de funcionamento é 3 vezes a corrente nominal da proteção.

Aplicam-se os dados nas equações (4.17) e (4.18).

Para os cabos de fileira:

$$8,34 A \leq 16 A \leq 42 A$$

$$48 A \leq 1.45 \times 42 A$$

Para os cabos DC:

$$8,34 A \leq 25 A \leq 75 A$$

$$75 A \leq 1.45 \times 75 A$$

Para os cabos AC:

$$50 A \leq 63 A \leq 144 A$$

$$189 A \leq 1.45 \times 144 A$$

Assim, os inversores de potência serão equipados na saída com um disjuntor diferencial tetrapolar de corrente nominal igual a 63 A e sensibilidade 30 mA para proteção das pessoas contra contactos indiretos, assumindo uma resistência máxima de 1666,7 Ω para uma tensão de contacto de 50 V em AC.

5.12 Análise Económica do Investimento

Para realizar a análise económica do investimento considerou-se o projeto aqui apresentado como base para a obtenção da estimativa do orçamento. A Tabela 7 apresentam a lista de equipamentos e materiais necessários para a realização deste projeto, as quantidades e os preços unitários e totais para a implementação do projeto.

Tabela 8 - Estimativa custo inicial

Equipamentos	Quantidade	Preço Unitário (€)	Preço Total (€)
Módulo FV			
M-250 3R	492	230	113 160
Inversor			
KACO Powador 30.0	2	4 800	9 600
KACO Powador 33.0	2	5 000	10 000
Cabos DC			
Cu/RV – 2 x 4 mm ²	500 ml	2,4	1 200
Cu/RV – 2 x 10 mm ²	100 ml	2,7	270
Cabos AC			
Cu/RV – 3 x 35+16 mm ²	25 ml	15	375
Outros			
Mão de obra			5 000
Caixa junção DC-IP65	12	300	3 600
Disjuntor diferencial 4x63A, 30mA	4	70	280
Total			143 485 €

As características do projeto e do investimento necessárias ao estudo da viabilidade económica são apresentadas nas Tabelas 9 e 10.

Tabela 9 - Características do projeto

Características do projeto	
Potência contratada	461 kW
Escalão de potência	MTM-Tetra-Horária (SENV)
Produção Energia Média Anual Estimada pelo SFV	172 000 kWh
Período de vida útil dos equipamentos	20
Perdas do painel ano a ano (depreciação)	1 %

Tabela 10 - Características do investimento

Características do investimento	
Investimento inicial	143 485 €
Custos de O&M	600 €
Seguros	200 €
Taxa de atualização	3 %
Período de vida do investimento	20
Valor residual	0 €

Visto que o custo da energia elétrica varia ao longo do dia em quatro períodos, torna-se necessário estimar o custo de energia elétrica consumido nos períodos de pontas e cheias. Só foram considerados estes dois períodos pois coincidem com o intervalo de tempo em que há produção de energia elétrica a partir dos painéis fotovoltaicos.

Com base na Tabela 11 que apresenta a energia consumida, durante o ano, pela instalação em estudo em períodos de horas de ponta e horas de cheia, foi calculado um custo energia (kWh) que se designou por custo do kWh ponderado. Este custo de energia representa o custo de kWh equivalente nos dois períodos considerados.

Tabela 11 - Energia consumida

Mês	Energia Consumida (kWh)	
	Ponta	Cheia
Janeiro	22 858	57 942
Fevereiro	27 124	68 602
Março	25 310	66 718
Abril	18 800	90 371
Maio	19 798	97 973
Junho	19 097	96 364
Julho	23 008	113 840
Agosto	22 526	111 670
Setembro	19 776	100 631
Outubro	17 902	87 472
Novembro	25 213	64 550
Dezembro	21 853	57 392
Total	263 265	1 013 525

Para o cálculo do custo do kWh ponderado de energia (CPE) em horas de ponta e cheias, utilizou-se o valor pago nestes períodos. Para o cálculo do custo da energia (€/kWh) na estação do ano, nos diferentes períodos de tarifário ao longo do dia, utilizou-se o valor da média entre os dois custos, para os dois períodos do ano e para os dois períodos do dia, equação (5.1).

$$CPE = \frac{E_{Total\ Ponta} \times C_{Ponta} + E_{Total\ Cheia} \times C_{Cheia}}{E_{Total\ Ponta} + E_{Total\ Cheia}} \quad (5.1)$$

$$CPE = \frac{263265 \times 0,1382 + 1013525 \times 0,1085}{263265 + 1013525} = 0,1146 \text{ €/kWh}$$

Sendo assim, o custo de energia será de 0,1146 €/kWh. Totalizando o valor da energia consumida em pontas e em cheias são consumidos 1276790 kWh.

Fazendo o produto do CPE pelo valor total de energia, tem-se então o valor, em €, gasto pelo consumidor, anualmente, nestes dois períodos de tempo diários, expressão (5.2).

$$Gastos\ atuais = 1276790 \times 0,1146 = 146320,13 \text{ €} \quad (5.2)$$

Estamos em condições de calcular a poupança do ano zero, multiplicando a potência estimada gerada pelo sistema fotovoltaico anual por o custo de energia, utilizando a equação (5.3).

$$Poupança\ ano\ zero = 172000 \times 0,1146 = 19711,2 \text{ €} \quad (5.3)$$

Devido à depreciação do sistema fotovoltaico, 1%, a energia produzida será diferente ano após ano.

Utilizando uma taxa de atualização financeira de 3%, gera-se então a poupança total de €, como se pode verificar pela Figura 25. Os valores que serviram para obter o gráfico da Figura 25 são apresentados na tabela do Anexo A.

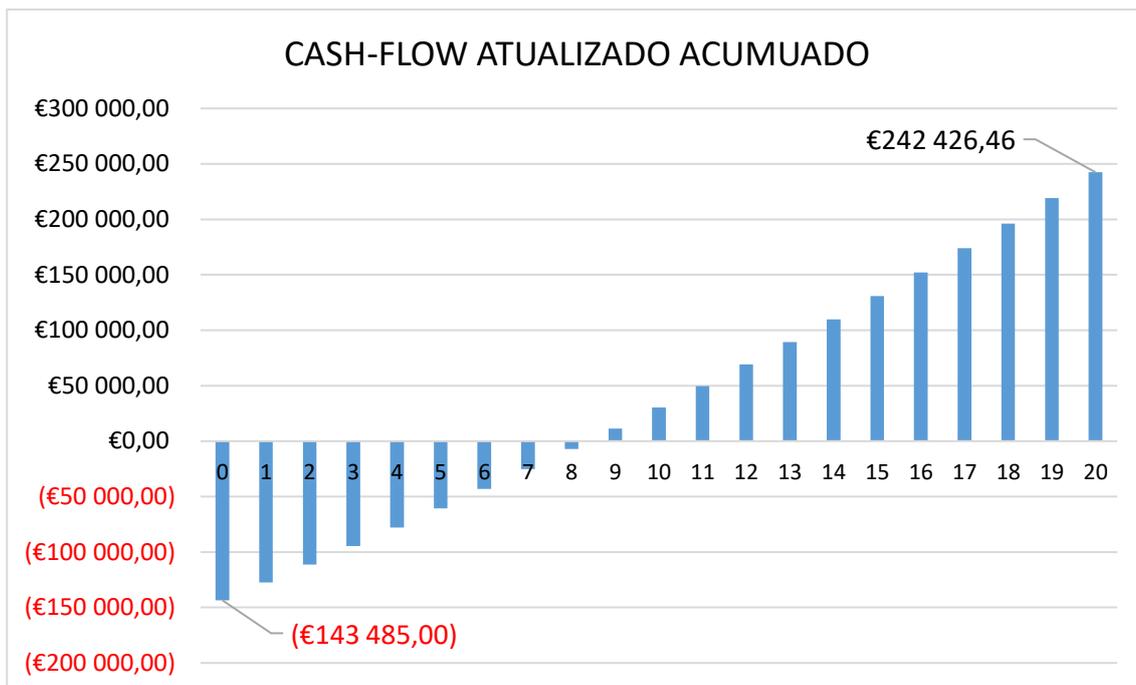


Figura 23 - Cash-Flow atualizado

Tabela 12 - Indicadores financeiros

Indicador Financeiro	
VAL	147 640,92 €
TIR	8,76 %
PRI	Ano 9

5.13 Análise dos Resultados Obtidos

Com a análise dos indicadores financeiros VAL e TIR e considerando o número de anos de vida útil da instalação, analisa-se a viabilidade do investimento. Nesta análise o VAL terá que ser maior que zero e a TIR deverá ser superior à taxa de atualização. Os valores do investimento, rendas e dos indicadores financeiros são apresentados no Anexo B.

A proposta de instalação fotovoltaica com 12 *strings* em paralelo de 20 painéis cada, mais 12 *strings* em paralelo de 21 painéis cada, apresenta um período de retorno do investimento (PRI) de 9 anos, TIR de 8,76 % e VAL de 147640,92 €.

Analisando os valores obtidos, por simulação, conclui-se que o este projeto é viável financeiramente para uma instalação de autoconsumo num período com a duração de 20 anos (prazo estimado pelos fabricantes dos equipamentos presentes na instalação fotovoltaica), onde a inclinação de montagem dos painéis é de 15° com o plano horizontal, orientados para sul.

Este projeto, para este caso de estudo, tem as características de não usar nenhum suporte para os módulos, pois estes vão estar dispostos com a mesma inclinação da cobertura do edifício onde vão ser instalados. Beneficia também de não existirem edifícios nem outros obstáculos que possam causar sombreamento sobre os módulos. Por outro lado, verifica-se um difícil acesso para a manutenção dos painéis fotovoltaicos, pois a área vai estar totalmente preenchida com os mesmos.

Capítulo 6 – Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro

De uma forma geral todos os objetivos propostos foram alcançados.

Ao longo da realização desta dissertação foram adquiridos conhecimentos e competências no ramo das energias renováveis, com especial foco na energia fotovoltaica. O investimento nestas energias é cada vez mais viável nos dias que correm.

O dimensionamento de projetos e todos os fatores envolventes no mesmo, como seleção de materiais análise e decisão entre quais serão os melhores mediante a qualidade-preço, etc. são competências que se põe em prática no dia a dia, quer a nível pessoal como profissional, e acrescentam a responsabilidade e sensibilidade para essas tomadas de decisões

Em concreto, aplicou-se estas competências sobre os elementos do equipamento fotovoltaico como o tipo e tecnologia do painel fotovoltaico, escolha dos inversores pelas suas características técnicas (de input e output) e preço, adaptáveis à dimensão da instalação.

De salientar o dimensionamento, organização e distribuição de painéis solares, não só ao nível técnico, para determinar o número de fileiras e painéis que deverão ser agrupados em série por forma a tensão e a corrente elétrica se encontrarem no intervalo de funcionamento do inversor, mas também com se irão dispor no local mediante as suas características dimensionais.

Os principais componentes do projeto, e que retiveram especial atenção na sua escolha devido às suas características e também ao seu preço, são os módulos fotovoltaicos e os inversores.

Conclui-se assim que o dimensionamento do sistema fotovoltaico, o principal objetivo neste caso de estudo, é viável tecnicamente e economicamente.

Como trabalho futuro regista-se a proposta de realização de mais estudos com uma implementação com outros equipamentos, com outros ângulos de inclinação dos módulos, com características técnicas e preços diferentes de forma a poderem ser comparadas vantagens e desvantagens de cada equipamento constituinte do sistema fotovoltaico.

Com estes estudos serão comparados os seus valores finais a nível económico e poderá chegar-se a uma solução ótima, conjugando os relativos pesos de todos os fatores envolvidos no dimensionamento do sistema.

Poderão ser feitos estudos com outras fontes de energia renovável avaliando a sua eficiência energética e custos associados.

Referências Bibliográficas

- [1] SOLARGIS, 2016. Disponível em: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data>. Consultado em setembro 2016.
- [2] Renováveis – estatísticas rápidas, Direção Geral de Energia e Geologia, setembro 2016. Disponível em: <http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/renovaveis-estatisticas-rapidas-setembro-2016-dgeg-1481125089.pdf>. Consultado em setembro 2016.
- [3] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e da Energia. Decreto-Lei n.º 153/2014. Diário da República, 1(202):5298–5311, 2014. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/58428682>. Consultado pela última vez em novembro 2016.
- [4] APREN, 2016. Disponível em: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos/dados-nacionais/resumo-do-estudo-impacto-macroeconomico-do-setor-da-eletricidade-de-origem-renovavel-em-portugal/evolucao-do-sector-da-eletricidade-renovavel-em-portugal/evolucao-da-potencia-instalada-em-renovaveis-por-tecnologia-mw/>. Consultado em outubro 2016.
- [5] Policy conclusions and recommendations from the National Renewable Energy Action Plans, EUFORES, 2011. Disponível em: http://www.apren.pt/fotos/gca/repap2020_policy_recommendations_brochure_final_1313056783.pdf. Consultado em outubro 2016.
- [6] Nine EU countries achieved 2020 renewable energy target, fevereiro, 2016. Disponível em: <http://climateobserver.org/nine-eu-countries-achieved-2020-renewable-energy-target/>. Consultado em outubro 2016.
- [7] Regime Jurídico das Unidades de Produção Distribuída, Direção Geral de Energia e Geologia, novembro 2015. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf. Consultado em setembro 2016.
- [8] Tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental em 2016, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, janeiro, 2016. Disponível em:

<http://www.edpsu.pt/pt/particulares/EDP%20Documents/Tarifas%20Transit%C3%B3rias%20Janeiro%202016.pdf>. Consultado em outubro 2016.

[9] O Sol, Portal das Energias Renováveis. Disponível em: http://energiasrenovaveis.com/images/upload/flash/anima_como_funciona/sol7.swf.

Consultado em novembro 2016.

[10] Fcsolar, <http://www.fcsolar.eco.br/wp-content/uploads/2014/10/radiacao.jpg>.

Consultado em outubro 2016.

[11] Rodríguez, V. M. (2014), Instalación Solar Fotovoltaica para una Vivienda Rural en Uceda. Universidad de Cantabria.

[12] Ciência Viva, http://www.cienciaviva.pt/equinocio/lat_long/cap2.asp. Consultado em outubro 2016.

[13] Agencia Estatal de Meteorologia. Disponível em: www.aemet.es. Consultado em outubro 2016.

[14] Mppt Solar, <http://www.mpptsolar.com/pt/images/paineis-solares/inclinacao-paineis-solares.jpg>. Consultado em outubro 2016.

[15] <http://nautilus.fis.uc.pt/astro/hu/movi/images/imagem15.jpg>. Consultado em outubro 2016.

[16] <https://www.electronica-pt.com/imagens/fotovoltaico.gif>. Consultado em setembro 2016.

[17] Portal Energia, 2011. <http://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares/>. Consultado em outubro 2016.

[18] Efeito voltaico, FEUP. http://paginas.fe.up.pt/~ee97234/efeito_fotovoltaico.htm. Consultado em novembro 2016.

[19] <http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>.

Consultado em outubro 2016.

[20] <http://energiatecsolar.com.br/wp-content/uploads/2016/12/Composicao-do-Painel-Solar-Fotovoltaico.jpg>. Consultado em novembro 2016.

[21] “Curvas de Funcionamento dos Painéis Solares” Disponível em: http://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html.

Consultado pela última vez em outubro 2016.

[22] Costa, M. J. A. (2013). A minigeração fotovoltaica em edifícios escolares – Um caso de estudo. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Energias, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro. Consultado pela última vez em dezembro 2016.

- [23] Filipe Alexandre de Sousa Pereira, Manuel Ângelo Sarmiento Oliveira, Publindústria – “Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica”, agosto de 2011, ISBN: 978-972-8953-78-2. Consultado pela última vez em dezembro 2016.
- [24] Jorge, D. R. (2015). Ferramentas computacionais para apoio à manutenção de centrais fotovoltaicas. Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Consultado pela última vez em dezembro 2016.
- [25] Greenpro. (2004). Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Disponível em http://www.jgduarte.com/download/greenpro_fotovoltaico.pdf. Consultado em novembro 2016.
- [26] Investimento Métodos de Análise. Disponível em <http://www.zonaeconomica.com/inversion/metodos>. Consultado em dezembro 2016.
- [27] SunFields, <https://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2016/11/efecto-sombra-panel-diodo-bypass.gif>. Consultado em outubro 2016.
- [28] Paulo, B. (2015). Guia prático, energia solar fotovoltaica <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAhJskAE/curso-energia-solar-fotovoltaica-1>. Consultado pela última vez em dezembro 2016.
- [29] <https://www.google.pt/maps/place/Kathrein+Automotive+Portugal/@41.2731087,-7.7049009,202m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x0:0x9448e16290927a7d!8m2!3d41.2729021!4d-7.7043959>. Consultado pela última vez em novembro 2016.
- [30] PVGIS. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Consultado em novembro 2016.
- [31] Borges, F. J. P. (2015). Sustentabilidade energética num edifício público. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real.

Anexo A

Aqui está representada a tabela com os dados retirados do software PVGIS acerca da Energia produzida para o caso de estudo em análise.

Fixed system: inclination=15°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	223.00	6930	2.26	70.1
Feb	366.00	10300	3.74	105
Mar	485.00	15000	5.08	158
Apr	517.00	15500	5.52	166
May	609.00	18900	6.62	205
Jun	674.00	20200	7.48	225
Jul	702.00	21800	7.84	243
Aug	657.00	20400	7.34	227
Sep	548.00	16400	5.99	180
Oct	392.00	12200	4.15	129
Nov	265.00	7950	2.71	81.4
Dec	215.00	6680	2.17	67.4
Yearly average	472	14400	5.08	155
Total for year		172000		1860

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

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

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

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

A 1 - Dados PVGIS

Anexo B

Aqui estão apresentados os valores referentes ao estudo económico do investimento, no caso de estudo em análise.

B 1 - Tabela de folha de cálculo

Ano	Débito	Crédito	Saldo
0	-143 485,00 €	19 711,20 €	-123 773,80 €
1	-127 487,01 €	19 514,09 €	-107 972,93 €
2	-111 212,11 €	19 318,95 €	-91 893,17 €
3	-94 649,96 €	19 125,76 €	-75 524,20 €
4	-77 789,93 €	18 934,50 €	-58 855,43 €
5	-60 621,09 €	18 745,16 €	-41 875,94 €
6	-43 132,22 €	18 557,70 €	-24 574,51 €
7	-25 311,75 €	18 372,13 €	-6 939,62 €
8	-7 147,81 €	18 188,41 €	11 040,60 €
9	11 371,81 €	18 006,52 €	29 378,33 €
10	30 259,68 €	17 826,46 €	48 086,14 €
11	49 528,72 €	17 648,19 €	67 176,92 €
12	69 192,22 €	17 471,71 €	86 663,93 €
13	89 263,85 €	17 296,99 €	106 560,84 €
14	109 757,67 €	17 124,02 €	126 881,69 €
15	130 688,14 €	16 952,78 €	147 640,92 €
16	152 070,15 €	16 783,25 €	168 853,41 €
17	173 919,01 €	16 615,42 €	190 534,43 €
18	196 250,46 €	16 449,27 €	212 699,73 €
19	219 080,72 €	16 284,77 €	235 365,50 €
20	242 426,46 €	16 121,93 €	258 548,39 €

VAL	147 640,92 €
TIR	8,76%
PRI	9º ano

