



**JOÃO HENRIQUE  
MARTINS DIAS**

**ANÁLISE ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM  
PROJETO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NUMA  
GRANDE SUPERFÍCIE**



**JOÃO HENRIQUE  
MARTINS DIAS**

**ANÁLISE ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM  
PROJETO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NUMA  
GRANDE SUPERFÍCIE**

Trabalho de projeto apresentado à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, realizada sob a orientação científica da Doutora Mara Teresa da Silva Madaleno, Professora Auxiliar do Departamento de Economia, Gestão, Engenharia Industrial e Turismo da Universidade de Aveiro e sob a coorientação científica da Doutora Marta Alexandra da Costa Ferreira Dias, Professora Auxiliar do Departamento de Economia, Gestão, Engenharia Industrial e Turismo da Universidade de Aveiro.

## **O júri**

Presidente

**Prof. Doutor António Gil D'orey de Andrade Campos**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Vogais

**Prof. Doutora Mara Teresa da Silva Madaleno**  
Professora Auxiliar do Departamento de Economia, Gestão, Engenharia Industrial e Turismo da Universidade de Aveiro  
(Orientadora)

**Doutor Nuno Miguel dos Santos Carvalho Figueiredo**  
Investigador, INESC - Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores de Coimbra  
(Arguente)

## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar, dedico este trabalho à minha família que, mesmo longe, não deixou de estar presente e de me apoiar nos momentos difíceis. Quero agradecer à minha orientadora e coorientadora, Prof. Doutora Mara Madaleno e Prof. Doutora Marta Ferreira Dias, respetivamente, pela enorme disponibilidade e auxílio prestado na elaboração deste trabalho. Desde já, enaltecer ao Diogo Filipe e ao Prof. Miguel Oliveira pela forma como participaram neste projeto. De igual forma, quero dar uma palavra de apreço a todos os que direta ou indiretamente foram contactados durante a realização do trabalho. Por último e não menos importante, agradecer aos meus amigos que estiveram sempre por perto nesta caminhada.

**Palavras-chave**

Energias renováveis, Energia Fotovoltaica, Avaliação Económico-Financeira, Unidade de Produção para Autoconsumo, Unidade de Pequena Produção

**Resumo**

Os projetos que envolvem recursos, como energias renováveis, necessitam de uma avaliação económico-financeira para uma posterior decisão de investimento ou não.

O presente trabalho começa por apresentar uma revisão bibliográfica sobre diversos estudos de investimentos nesta área para se perceber a realidade existente em torno destas novas tecnologias de produção energética que, cada vez mais, estão a ser usufruídas.

Neste trabalho o objetivo é a avaliação económico-financeira da implementação de um sistema fotovoltaico numa grande superfície que visa satisfazer as suas necessidades energéticas. Para isso, efetuou-se análises a duas hipóteses possíveis: Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP). Posteriormente, também se analisaram diversos cenários com diferentes potências instaladas e diferentes condições financeiras para concluir qual seria a opção mais vantajosa

Os resultados obtidos provam que a melhor solução para este tipo de superfície é a instalação de um sistema de 250 kW de potência, na qual o retorno seria obtido ao fim de 6 anos e 7 meses a uma taxa de atualização de 6,39%. Para a análise foi considerada uma taxa de inflação no primeiro ano de investimento de 1,6% e a partir daí, uma taxa constante de 1,5%. Os resultados mostram ainda as poupanças possíveis de serem geradas pela entidade pela substituição de produção de energia elétrica.

**Keywords**

Renewable Energys, Photovoltaic Energy, Economic-Financial Evaluation, Production Unit for Self-consumption, Small Production Unit.

**Abstract**

The projects that involves resources like renewable energys, need an evaluation economic-financial for a later decision of investment or not. This project starts for presenting an bibliographic revision about diversed studies invested in the area for the learning of the present reality around this new technology's of energy production that are being even enjoyed even more.

On this project the main goal it's the evaluation economical-financial on a Implementation of a photovoltaic system on a large surface which aims to meet their energy needs. For this, two possible scenarios were analyzed: Production Unit for Self-Consumption (PUFSC) and Small Production Unit (SPU). Subsequently, we also analyzed several scenarios with different installed powers and different financial conditions to conclude which would be the most advantageous option.

The obtained results proved that the best solution for this type of surface is the installation of a system of 250 kW of power, in witch the return would be obtained after 6 years and 7 months at an update rate of 6.39%. For the analysis was considered a rate of inflation in the first year on a investment of 1.6% and from there, a constant rate of 1.5%. The results also show the possible savings to be generated by the entity for the substitution of electricity production.

# Índice

Índice de Figuras .....	iii
Índice de Tabelas .....	iv
Índice de gráficos .....	vi
1. Introdução.....	1
2. Revisão da Literatura .....	5
3. Radiação Solar .....	12
3.1 Ângulos/Ângulos Solares.....	13
3.2 Massa de ar .....	16
3.3 Radiação Incidente numa Superfície .....	17
3.4 Radiação Fora da Atmosfera numa Superfície Horizontal .....	17
3.5 Radiação Incidente numa Superfície Inclinada.....	18
4. Energia Fotovoltaica.....	21
4.1 Efeito Fotovoltaico .....	21
4.2 Tecnologias Fotovoltaicas .....	21
4.3 Sistemas Fotovoltaicos.....	22
4.3.1 Unidade de produção para autoconsumo.....	22
4.3.2 Unidades de pequena produção .....	24
4.4 Energia Fotovoltaica em Portugal .....	24
5. Enquadramento Legal .....	29
5.1 Remunerações e Compensações .....	30
5.2 Taxas de Registo .....	33
6. Métodos de Avaliação de Projetos.....	35
6.1 Princípio do valor temporal do dinheiro.....	35
6.2 Taxa de atualização.....	35
6.3 Valor Atualizado Líquido.....	37
6.4 Taxa Interna de Rendibilidade.....	38
6.5 Período de Recuperação do Capital .....	39
6.6 Análise do Risco e da Incerteza .....	39
7. Metodologia e Caso de Estudo .....	41
7.1 Características do local .....	41
7.2 Radiação Solar em Aveiro .....	42
7.3 Diagrama de cargas e consumos.....	42
7.4 Inclinação dos painéis .....	44

7.5	Inversor .....	45
7.6	Número máximo e mínimo de painéis.....	45
7.7	Número de fileiras.....	46
7.8	Distância entre painéis .....	47
7.9	Tipo de painel e inversor .....	48
7.10	Energia produzida pelo sistema .....	49
7.11	Preço do sistema solar .....	50
8.	Resultados do Caso de Estudo.....	51
9.	Conclusão.....	69
	Referências.....	70

## Índice de Figuras

Fig. 1 - Componentes da radiação solar: radiação direta, difusa e refletida (Mertens, 2014, p.34).....	12
Fig. 2 - Ângulos obtidos entre o Sol, a Terra e uma superfície inclinada (Duffie e Beckman, 2003, p.13) .....	13
Fig. 3 - Declinação do Sol ao longo do ano (Bedaque e Bretones, 2016, p.8).....	14
Fig. 4 - Ângulo de azimute solar (Duffie e Beckman, 2003, p.8).....	15
Fig. 5 - Valores do albedo para diferentes superfícies (GREENPRO, 2004, p.16) .....	19
Fig. 6 - Módulos de silício monocristalino, policristalino e amorfo (da esquerda para a direita) .....	22
Fig. 7 - Esquema de um sistema de autoconsumo fotovoltaico (Guimarães, 2016, p.19)	23
Fig. 8 - Sistema fotovoltaico de UPP .....	24
Fig. 9 - Dependência energética em 2015 (DGEG, 2017, p.4) .....	25
Fig. 10 - Produção anual (TWh) das diferentes fontes de energia renovável (DGEG, 2016, p.4).....	25
Fig. 11 - Produção anual da energia fotovoltaica em Portugal (adaptado de DGEG, 2016, p.9).....	26
Fig. 12 - Irradiação anual incidente num plano com inclinação ótima (adaptado de Huld e Pinedo-Pascua, 2012) .....	27
Fig. 13 - Produção (TWh) de energia renovável em 2016 (APREN, 2016, p.3).....	28
Fig. 14 - Valor que permite recuperar o Custo de Interesse Económico Geral referente ao ano de 2016 (ERSE, 2015, p.112).....	31
Fig. 15 - Localização geográfica da grande superfície (Adaptada de <i>Google maps</i> ).....	41
Fig. 16 - Diagrama de cargas (kW) referente ao mês de Janeiro (Dados fornecidos pela grande superfície).....	43
Fig. 17 - Diagrama de carga (kW) referente ao mês de Agosto (Dados fornecidos pela grande superfície).....	43
Fig. 18 - Ciclo semanal opcional para média tensão (ERSE) .....	44
Fig. 19 – Distância entre as várias filas de painéis (Pereira, 2015, p.33).....	47
Fig. 20 - Características do painel fotovoltaico .....	48
Fig. 21 - Características do inversor .....	49
Fig. 22 - Projeções económicas do Banco de Portugal referentes à taxa de inflação (Adaptado de Banco de Portugal, 2016).....	54
Fig. 23 - Esboço da configuração do sistema fotovoltaico. ....	66

## Índice de Tabelas

Tabela 1 – Principais características entre as duas unidades de produção (Diário da República, 2015).....	29
Tabela 2 – Resumo do processo de licenciamento (Diário da república, 2015) .....	30
Tabela 3 – Taxa de registo de UPP e UPAC com injeção de potência na rede (Diário da República, 2015) .....	33
Tabela 4 – Taxa de registo de UPP e UPAC sem injeção na rede (Diário da República, 2015) .....	33
Tabela 5 – Coordenadas geográficas de Aveiro.....	41
Tabela 6 – Radiação solar na horizontal para a cidade de Aveiro.....	42
Tabela 7 – Poupança de custos com a implementação da UPAC.....	52
Tabela 8 – Compensação mensal a pagar num período de 10 anos.....	52
Tabela 9 – Preço anual da venda de energia à rede com a implementação da UPP.....	53
Tabela 10 – Taxas de registo para UPAC sem injeção de potência na rede .....	53
Tabela 11 – Taxa de registo para UPP com injeção de potência na rede.....	53
Tabela 12 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 200 kW de potência.....	55
Tabela 13 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 250 kW de potência.....	55
Tabela 14 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 300 kW de potência.....	55
Tabela 15 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 350 kW de potência.....	56
Tabela 16 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 400 kW de potência.....	56
Tabela 17 – Indicadores financeiros para uma UPP de 200 kW de potência.....	56
Tabela 18 – Indicadores financeiros para uma UPP de 250 kW de potência.....	56
Tabela 19 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 200 kW de potência.....	57
Tabela 20 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 250 kW de potência.....	57
Tabela 21 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 300 kW de potência.....	57
Tabela 22 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 350 kW de potência.....	58
Tabela 23 – Indicadores financeiros para uma UPAC de 400 kW de potência.....	58
Tabela 24 – Indicadores financeiros para uma UPP de 200 kW de potência.....	58
Tabela 25 – Indicadores financeiros para uma UPP de 250 kW de potência.....	58
Tabela 26 – Variação da taxa de atualização na UPAC de 200 kW de potência.....	62
Tabela 27 – Variação da taxa de atualização na UPAC de 250 kW de potência.....	62
Tabela 28 – Variação da taxa de atualização na UPAC de 300 kW de potência.....	63
Tabela 29 – Variação da taxa de atualização na UPAC de 350 kW de potência.....	63
Tabela 30 – Variação da taxa de atualização na UPAC de 400 kW de potência.....	64

Tabela 31 – Variação da taxa de atualização na UPP de 200 kW de potência.....	64
Tabela 32 – Variação da taxa de atualização na UPP de 250 kW de potência.....	65
Tabela 33 – Características técnicas do projeto.....	65
Tabela 34 – Condições económico-financeiras do projeto.....	66

## Índice de Gráficos

Gráfico 1 – Energia produzida anualmente (MWh) pela instalação considerando diversas potências instaladas.....	51
Gráfico 2 – Variação da TIR perante a inflação nas UPAC.....	59
Gráfico 3 – Variação da VAL perante a inflação nas UPAC.....	59
Gráfico 4 – Variação da <i>payback</i> perante a inflação nas UPAC .....	60
Gráfico 5 – Variação da VAL perante a inflação nas UPP.....	60
Gráfico 6 – Variação da <i>payback</i> perante a inflação nas UPP.....	61

# 1. INTRODUÇÃO

A energia assume um papel central nos modelos de desenvolvimento socioeconómico modernos (Lavado, 2009). Por isso, o desejo e a vontade de produzir energia tem vindo a aumentar drasticamente nos últimos anos, com o objetivo de suprir as necessidades do Homem.

Em 2016, Gottschamer e Zhang assumiram que, a nível global, a procura de energia duplicou nos últimos 50 anos, esperando-se mesmo um aumento de mais 45% até 2030. Ao falar desta temática, dificilmente não se discute o problema da exploração de combustíveis fósseis e das conseqüentes emissões de poluentes para a atmosfera.

É de referir que os gases efeito estufa estiveram sempre presentes na atmosfera. No entanto, desde a revolução industrial, as respetivas emissões, provenientes da atividade humana, aumentaram e têm vindo a aumentar progressivamente (C2ES, 2011). O dióxido de carbono é o poluente que se apresenta em maior quantidade visto que as emissões provenientes da combustão de combustíveis fósseis e dos processos industriais são cerca de 78% das emissões totais de GEE de 1970 a 2010 (IPCC, 2014). Segundo o International Energy Outlook (2016), essas emissões para a atmosfera devem aumentar de 32,3 biliões de toneladas em 2012 para 35,6 e 43,2 biliões de toneladas em 2020 e 2040, respetivamente.

Portanto, um dos grandes desafios da atualidade aponta para o combate à utilização dos combustíveis fósseis. É de fundamental importância o planeamento do uso dos recursos energéticos e da geração de energia elétrica, de modo que sejam usufruídos de maneira eficiente, evitando a sua escassez (Rossarola, 2016). A ciência fornece princípios críticos para se atingir um futuro de energia sustentável (Duarte, 2011). É neste ponto que entra o conceito de desenvolvimento sustentável que é definido como aquele que atende às necessidades do presente sem comprometer as gerações futuras. Este conceito foi desenvolvido pela Comissão Mundial para o desenvolvimento e meio ambiente num relatório intitulado de *Our Common Future* (Brundtland, 1987).

Neste contexto, as energias renováveis são vistas como uma solução interessante no que diz respeito à produção de energia limpa com o intuito de atenuar o crescimento das emissões já referidas anteriormente. As energias alternativas representam mais de um terço do crescimento da geração de energia, fazendo com que a sua participação na energia global atinja os 16% até 2035 (BP, 2016).

De uns anos a esta parte, o investimento neste tipo de fontes tem sido cada vez mais recorrente. Os novos investimentos em energias renováveis atingiram um recorde de 285,9 biliões de dólares em 2015 (excluindo os projetos de energia hidroelétrica

maiores que 50 MW). Isto representa um aumento de 5% em relação a 2014 e supera o recorde anterior de 278,5 bilhões alcançados em 2011. Ao incluir os investimentos dos projetos em energia hidroelétrica maiores que 50 MW, o total de investimentos em 2015 em energia renovável e biocombustíveis foi de pelo menos 328,9 bilhões de dólares (REN21, 2016). Já no que toca à produção, em 2014, as energias renováveis forneceram cerca de 19,2% do consumo global final de energia (REN21, 2016).

Contudo as energias alternativas requerem um investimento inicial significativo que, por esse efeito, acabam por afastar os interessados mesmo que o retorno financeiro seja alcançado num futuro próximo. Neste tipo de tecnologia é de salientar que são utilizados recursos da natureza que nem sempre estão ao dispor do Homem, como o sol ou o vento. A crescer que as recorrentes oscilações na produção de energia certamente afetam a rentabilidade do projeto. Para isso, a avaliação económico-financeira é útil e necessária para se aferir da viabilidade de um investimento.

No presente trabalho o objetivo será analisar o impacto da implementação de energia fotovoltaica numa grande superfície. Com a nova tecnologia instalada e com a redução de gastos energéticos anuais, proceder-se-á a uma avaliação económico-financeira do projeto com o intuito de aferir do retorno financeiro num curto prazo de tempo. Para isso, serão analisados dois sistemas distintos: as UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo) e as UPP (Unidades de Pequena Produção) e serão estudados diferentes cenários por forma a verificar qual a melhor alternativa para a empresa em causa.

Aferindo-se a viabilidade do investimento, verifica-se que por meio da implementação do projeto de geração de energia é possível obter o benefício privado por meio da redução de custos na produção, por reduzir o uso da energia convencional da rede elétrica da concessionária e também por haver geração de externalidades<sup>1</sup> positivas promovendo ganhos ou benefícios sociais (tais como menores índices de poluição gerada).

O crescimento económico e o desenvolvimento industrial podem ser comprometidos tanto pela falta de energia quanto pelo aumento das tarifas de energia. Estas consequências podem ser vitais para a economia no seu global mas igualmente para uma empresa ou organização privada e/ou pública, acabando por gerar prejuízos e até o aumento de custos. No cômputo geral, a necessidade de reduzir os custos industriais muitas vezes leva o empresário a alternativas de geração de energia, como

---

<sup>1</sup> Uma externalidade corresponde a um custo (externalidade negativa) ou benefício (externalidade positiva) imposto pela atividade de um agente económico a terceiros “sem querer”, e sem que estes recebam qualquer indemnização ou efetuem o devido pagamento.

por exemplo, a implementação de um sistema de energia solar. Este tipo de sistema, cuja viabilidade se estuda para uma grande superfície comercial em Aveiro no trabalho presente, pode trazer vantagens competitivas devido à melhoria da sua situação financeira. Estas melhorias podem ainda ser ampliadas para o mercado no geral uma vez que as fontes de energia renováveis desempenham uma importância ambiental fundamental, proporcionam incentivos em termos de financiamentos (taxas de juro para obtenção de fontes de financiamento por capital alheio para esta finalidade inferiores) e proporcionam externalidades positivas por promoverem o desenvolvimento sustentável, beneficiando investidores e a sociedade no geral (Mankiw, 2009).

O resto deste relatório de projeto está dividido do seguinte modo. No capítulo 2 apresenta-se uma breve revisão da literatura que evidencia de que modo a questão da substituição de produção/consumo de energia fóssil por fontes de energia renovável tem sido abordada. No capítulo 3 são descritos conceitos de radiação solar que se deve ter em conta na avaliação e proposta de projetos de energia fotovoltaica. Já no capítulo 4 é descrito o conceito de energia fotovoltaica assim como se refere a evolução dessa ao longo dos anos. Também se faz referência aos dois tipos de unidades de produção. No capítulo seguinte (5) é exposto os aspetos legais que estão estabelecidos tanto para as unidades de pequena produção como para as unidades de produção para autoconsumo. Já no capítulo 6 mencionam-se conceitos relacionados com a avaliação de projetos, para uma posterior utilização aquando da análise do projeto em estudo. Conceitos como taxa de atualização, TIR, VAL e *payback* são explicados, entre outros. No capítulo 7 desenvolve-se a metodologia que será aplicada e no capítulo 8 são descritos os resultados obtidos através da análise de diferentes cenários e condições. Por fim, no capítulo 9 são apresentadas as conclusões deste estudo.



## 2. REVISÃO DA LITERATURA

No que diz respeito a investimentos em energias renováveis e à sua viabilidade, é possível encontrar um número crescente de estudos que comprovam a importância desta análise. Em 2006, Shayani *et al.*, estudaram a comparação dos custos de produção entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais. O preço da energia é calculado e comparado com o valor pago pelos consumidores residenciais finais. Segundo as conclusões dos autores a primeira solução tende a tornar-se economicamente competitiva para comunidades isoladas.

No ano de 2010, segundo o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), foi apresentada uma análise onde se pretendia apurar o potencial de energia a partir de resíduos de saneamento (lixo, esgoto) visando desenvolver o uso de biogás como fonte alternativa de energia renovável. Defende-se que a implantação de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica em aterros sanitários é recomendada, dada a sua viabilidade económica atrativa.

Colmenar-Santos *et al.* (2012) elaboraram um estudo para encontrar modelos para a remuneração de energia gerada por pequenos sistemas fotovoltaicos, principalmente projetados para suportar o consumo elétrico doméstico. Isto é, uma das hipóteses seria armazenar a energia excedente para depois ser utilizada ou vendida. A situação alternativa passava pela venda dessa mesma energia excedente diretamente à rede. É de salientar que tiveram em conta o consumo de eletricidade de um agregado familiar espanhol médio para o dimensionamento técnico do sistema. Os autores defenderam que a autossuficiência da eletricidade doméstica obtida por um sistema fotovoltaico pode ser rentável em termos económicos apenas se a respetiva venda for efetuada a preços inferiores ao preço atual da tarifa para instalações fotovoltaicas ligadas à rede. Também referem que o modelo baseado no armazenamento da energia em excesso pode proporcionar índices de rentabilidade mais baixos, ainda que possam ser obtidos melhores rendimentos se a energia for devidamente cedida à rede durante as horas em que o preço da eletricidade no mercado for mais elevado.

Cucchiella *et al.* (2012) apresentaram um modelo para avaliar a capacidade fotovoltaica ótima que os clientes devem adotar, segundo as suas necessidades energéticas. O caso analisado refere-se a um condomínio de 4 famílias, das quais 3 famílias são compostas por 3 ou 4 pessoas enquanto a quarta família é composta por 1 ou 2 pessoas. No final, os autores do estudo defenderam que a viabilidade económica do projeto é conseguida independentemente do tipo de fonte financeira (financiamento

próprio ou financiamento externo). Neste projeto o período de retorno é de 14 anos, sendo a taxa interna de retorno entre os 8% e os 16%.

Já Avaci *et al.* (2013), partindo da premissa de que uma das maiores fontes de energia disponíveis nas áreas rurais e agroindustriais é a biomassa, concluem que o retorno financeiro é atingido entre os 10 a 15 anos, dependendo não só dos valores de produção diária mas também da venda ou não dos créditos de carbono. Neto (2013) averiguou a viabilidade económica e financeira de uma pequena central hidroelétrica e concluiu que esta fonte ao ser explorada é potencialmente viável visto grande poder de atração que existe neste mercado.

Ainda em 2013 em Portugal, Garcia desenvolveu uma ferramenta em excel, intitulada *AEAS\_EoPV*<sup>2</sup>. Esta permite efetuar diferentes abordagens de estudo de avaliação económica de centrais eólicas *on-shore*, *offshore* e solar fotovoltaicas, com específicos parâmetros técnicos e económico-financeiros próximos da realidade, utilizando as regras de remuneração impostas pela legislação portuguesa. Concluiu que a energia fotovoltaica será a tecnologia mais promissora das 3 referidas.

Já em 2014, Drury *et al.* estudaram 3 categorias de riscos de investimento e incertezas. A primeira análise foi feita à variabilidade solar e tendências da meteorologia, a seguinte envolveu o desempenho técnico de um sistema fotovoltaico e respetivos custos de manutenção e, por fim, a incerteza do mercado. Os autores verificaram que os diferentes métodos para reduzir o risco de investimento variam de região para região. Por outro lado, os investidores individuais estão numa posição desfavorecida para gerir os riscos de investimento porque esse está inerentemente vinculado a uma região (fornecedor de serviço elétrico). Em suma, defendem que a redução de riscos para obtenção de retorno dos sistemas fotovoltaicos dependerá de vários fatores como as economias resultantes da compra e manutenção de um grande número de sistemas, os benefícios das regiões geográficas e tecnologias fotovoltaicas aplicadas, bem como as taxas de retorno que são exigidas pelas empresas para assumir o risco e investir no projeto.

A produção distribuída de energia envolve o uso de geradores elétricos de pequena escala para o fornecimento dessa mesma energia. Flores, Shaffer e Brouwer (2014) fizeram um estudo paramétrico que resume as capacidades de desempenho da produção distribuída utilizando uma estratégia de carácter económico que minimiza os custos de energia de construção.

---

<sup>2</sup> Avaliação Económica e Análise de Sensibilidade – Eólica e Fotovoltaica.

Posteriormente, Karasawa (2015) desenvolveu um modelo financeiro utilizando apenas elementos como dados públicos de investimento, custos, despesas e preço de comercialização. Considerando o fator de capacidade praticado pelo mercado brasileiro, o autor conclui que a implementação de energia fotovoltaica, no Brasil, traduz taxas atrativas aos investidores para possíveis investimentos. Ainda no âmbito da energia fotovoltaica, Kirmani (2015) apresentou uma análise económica de um sistema fotovoltaico com o objetivo de atender às necessidades de carga de um edifício doméstico, na Índia. Os resultados do estudo revelam que, embora hoje em dia o custo da eletricidade proveniente de um sistema fotovoltaico seja relativamente elevado, num futuro próximo os preços serão cada vez mais competitivos e aliantes. Portanto, um sistema desta natureza seria a melhor opção.

Já Rossetto e Souza (2015) desenvolveram uma avaliação económica de um parque eólico com o intuito de abastecer uma indústria de alimentos e bebidas, localizada no Rio Grande do Sul (Brasil) tornando-a produtora em energia elétrica. Assim, visto que o Sul tem um excelente potencial para a produção através desta fonte de energia, consideraram que a auto produção através da construção de um parque eólico é uma opção que permite, tanto a redução de custos da empresa como a construção de uma imagem positiva perante o mercado e a sociedade.

Emmanuel *et al.*, (2016) apresentaram uma análise de desempenho e viabilidade económica de um sistema fotovoltaico de 10 kWp conectado à rede e instalado numa escola de Maungaraki, na Nova Zelândia. Após o estudo na escola, com cerca de 250 alunos, a conclusão vai no sentido de que que, com a instalação de um sistema solar fotovoltaico, atingiriam o retorno entre o 6º e o 7º ano. Globalmente, a quantidade total de energia consumida (anual) reduziu significativamente em 32%. Em termos monetários, as despesas reduziram cerca de 45%.

Existem outros estudos recentes que analisam a viabilidade de projetos de implementação de energia solar fotovoltaica, sendo as análises realizadas em diferentes âmbitos. Rabuske *et al.*, (2016) analisaram a implementação de energia solar fotovoltaica com dupla funcionalidade, isto é, produção de energia elétrica e, conseqüente aproveitamento da área dos painéis para fazer sombra num parque de estacionamento. Os resultados revelaram que o projeto é viável para o período analisado, pois proporciona a recuperação do investimento no período de 12 anos.

Relativamente à energia fotovoltaica em centros comerciais, Colmenar-Santos *et al.* (2016) avaliaram o potencial nesse tipo de edifício, visto que estes apresentam um elevado consumo energético, podendo desenvolver uma tecnologia de autoconsumo

energético. Com isto, visto que os *shoppings* se encontram habitualmente nos centros das cidades, havendo excedente de energia é possível vendê-lo à rede de distribuição, não ocorrendo, por isso grandes perdas elétricas. Os autores concluem que se a energia fotovoltaica fosse utilizada para autoconsumo poderia cobrir 7% da procura média de eletricidade ou até mesmo 11% em alguns países.

Rossarola (2016) analisou a viabilidade económica e financeira da implantação de uma central de geração fotovoltaica em Santa Catarina (Brasil), realizando uma análise de sensibilidade do retorno financeiro utilizando diferentes cenários e diferentes valores para a taxa de juro e para as tarifas de energia elétrica. O investimento é considerado rentável quando a taxa de juro limite é aproximadamente 16% e também quando as tarifas de energia elétrica se encontram acima da inflação.

Leal *et al.* (2016) avaliaram igualmente a viabilidade económica de um projeto de microgeração fotovoltaica mas numa escola. O objetivo é centrado num sistema de geração fotovoltaico conectado diretamente à rede de alimentação do edifício de forma a reduzir os gastos elétricos. Para esse dimensionamento foi avaliado o recurso solar no local e, por fim, foi realizada a análise da viabilidade económica do projeto através das ferramentas do Valor atualizado Líquido, da Taxa Interna de Retorno e do *payback*. Visto que a viabilidade foi estudada sob condições que não refletem o comportamento económico real do projeto ao longo da sua vida útil, Leal *et al.* (2016) assumem que esta será difícil de aceitar, ainda que tenham concluído que um dos principais pontos a ter em conta, neste tipo de análises, é o investimento inicial.

Para fazer face às necessidades energéticas nas horas de pico, Ren *et al.*, (2016) focaram-se no armazenamento de baterias para sistemas fotovoltaicos ligados à rede. O trabalho foi realizado para casas australianas, com a particularidade de usufruírem de diferentes tarifas. Os autores puderam concluir que o consumo de eletricidade doméstica e a consequente poupança estão relacionados com o clima local, com o desempenho térmico do edifício, com a produção do sistema fotovoltaico, com o uso de eletrodomésticos e, finalmente, com as tarifas de eletricidade utilizada.

Tavares (2016) estudou a viabilidade técnica, económico-financeira e ambiental de projetos de energia eólica para uma dada região no estado da Bahia (Brasil). Para a tomada de decisão do projeto o VAL (Valor Atual Líquido), a TIR (Taxa Interna de Retorno) e o *payback* (tempo de retorno do investimento) foram calculados e analisados. Neste projeto assume-se um investimento de médio ou longo prazo visto que as conclusões baseadas nos índices apontam para um retorno financeiro ao final de 11 anos.

Mais recentemente, Akter *et al.*, (2017) aprofundaram um estudo económico de uma casa residencial onde se integraram painéis fotovoltaicos juntamente com um sistema de armazenamento de energia em baterias. Os autores defendem que com a instalação de baterias há um melhor controlo do sistema de energia fotovoltaica para usos domésticos. Neste artigo, as avaliações económicas são realizadas recorrendo ao custo de reposição, à análise de retorno ou ao VAL. Foi escolhido um estudo de caso na Austrália visto que as taxas da eletricidade são fixas durante todo o dia, independentemente do tempo que é utilizado. No final, estes autores concluíram que o VAL e o período de retorno indicam uma maior viabilidade na utilização de unidades fotovoltaicas ligadas à rede com menores capacidades.

Orioli e Gangi (2017) investigaram o período de retorno dos sistemas fotovoltaicos instalados em contextos urbanos com o objetivo de avaliar os efeitos das diferentes políticas de apoio do governo italiano. A rentabilidade do investimento foi discutida por meio de uma análise económica baseada no estudo da variação de custos e benefícios durante a vida do projeto. Posto isto, determinaram como aspetos fundamentais para o retorno financeiro tanto o desfaseamento de carga como a latitude do local. Os autores assumiram que um fator de sombreamento de 30% aumentaria o número de anos em que seria possível alcançar o retorno. Devido aos efeitos negativos produzidos pela recente mudança na fatura de eletricidade para os consumidores domésticos em Itália, o valor da taxa de crédito deveria ser aumentado para 80%, o que não é realista. Contudo, defendem que uma alternativa a isto pode passar pela definição de contas especiais de eletricidade para os produtores de sistemas fotovoltaicos.

Em suma, a análise da viabilidade económica de qualquer projeto exige várias etapas, dentro das quais se encontra a previsão de fluxos de caixa futuros, determinação de custos e poupanças, a taxa de desconto e o cálculo de índices como o VAL, a TIR e o *Payback* (Abreu, 2008). Não é aconselhável igualmente desprezar a utilização de fatores técnicos no estudo. Já a análise financeira prende-se com a variação de diversos fatores que poderão alterar os resultados finais (realizando-se para o efeito uma análise de sensibilidade do retorno financeiro perante diferentes cenários). Neste caso diferentes cenários no que se refere aos preços e à taxa de atualização (ou custo médio ponderado do capital). Com estes diferentes parâmetros serão feitas comparações.

Segundo Damodaran (2002), para a análise do valor de uma empresa ou projeto de investimento, em geral, existem três métodos de abordagem: 1) através dos fluxos de caixa descontados, que reporta a valores presentes os fluxos esperados de um ativo nos próximos anos, e na sua maturidade, assumindo-se a partir de um determinado momento

no tempo que o crescimento é constante. O segundo método é a análise de valor relativo, que estima o valor de um ativo através do método dos comparáveis, como lucro, fluxos de caixa, receitas, entre outros. O terceiro método utiliza modelos de determinação de preços de opções. Tal como refere Tavares (2016), a razão para se realizar uma análise económico-financeira é que permite mostrar a capacidade do projeto “implementação de um sistema solar fotovoltaico” em gerar fluxos de caixa capazes de cobrir os custos totais de investimento e a sua manutenção e assim diminuir os riscos para o investidor, apurar os benefícios sociais das externalidades positivas e garantir o retorno do investimento. No presente estudo apuramos os retornos do investimento para a superfície comercial.



### 3. RADIAÇÃO SOLAR

A radiação eletromagnética emitida pelo Sol, mais conhecida por radiação solar, é a principal fonte de energia da Terra. A radiação proveniente do Sol incide no nosso planeta enquanto este faz o seu movimento de translação (Rodrigues, 2008). Ao quantificar a radiação solar total que incide na superfície terrestre ao longo de um período de tempo obtém-se a irradiação, medida em  $\text{Wh m}^{-2}$  (Quaschnig, 2003).

A constante solar ( $G_{sc}$ ) é a energia radiante recebida por unidade de área numa superfície perpendicular à direção de propagação da radiação que atinge o topo da atmosfera e está relacionada com a distância entre o Sol e a Terra. Vários investigadores atribuem diferentes valores para esta constante utilizando diferentes métodos de cálculo como é mostrado por Li *et al.* (2011). Porém, o *World Radiation Centre* adotou o valor médio de  $1367 \text{ W m}^{-2}$ , com uma incerteza na ordem dos 1% (Duffie e Beckman, 2003).

Quando a radiação atravessa a atmosfera terrestre há a interação com os diferentes gases e partículas que a constituem. Isto faz com que a energia emitida pelo sol não chegue na sua totalidade à superfície terrestre. Por exemplo, num dia em que o céu se encontra limpo, ao meio-dia, a constante solar é considerada apenas de  $1000 \text{ W m}^{-2}$  (GREENPRO, 2004). Desta forma, com o atravessar da atmosfera, a radiação fragmenta-se em dois tipos: a radiação direta, proveniente do sol atingindo a terra sem qualquer mudança de direção, e a radiação difusa, proveniente do sol e difratada pelos diversos componentes atmosféricos. A radiação difusa inclui também a radiação refletida, representa 20% da radiação global, pela superfície terrestre (figura 1). Em suma, a radiação total é constituída pela soma da radiação direta e da radiação difusa (GREENPRO, 2004).

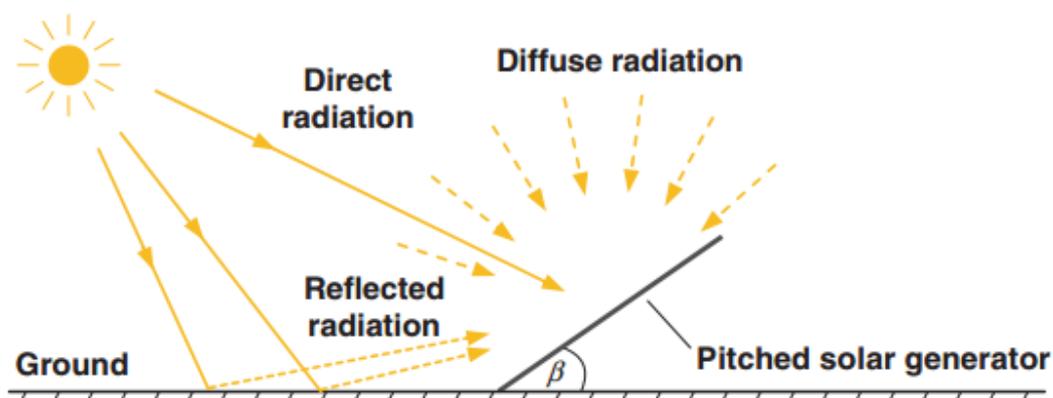


Fig. 1 - Componentes da radiação solar: radiação direta, difusa e refletida (Mertens, 2014, p.34)

### 3.1 ÂNGULOS/ ÂNGULOS SOLARES

Existem relações geométricas que são obtidas entre vários pontos como a Terra, o Sol e uma superfície inclinada, por exemplo. Na figura 2 são representados os diversos ângulos.

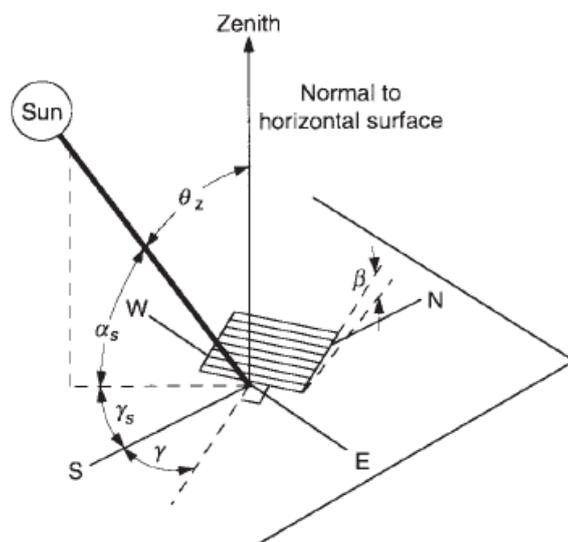


Fig. 2 - Ângulos obtidos entre o Sol, a Terra e uma superfície inclinada (Duffie e Beckman, 2003, p.13)

Tendo em conta a figura 2 é preciso ter em conta diversas variáveis para depois se proceder à caracterização dos ângulos, segundo Duffie e Beckman (2003) que se apresentam a seguir.

#### 1) Declinação ( $\delta$ )

A declinação refere-se à posição angular do sol ao meio-dia solar (figura 3). Esta variável varia entre os  $23,45^\circ$  e os  $-23,45^\circ$ , no solstício de Verão e no solstício de Inverno, respetivamente. Para a sua determinação utiliza-se a equação aproximada de Cooper (1969) reproduzida na equação 1:

$$\delta = 23,45 \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (1)$$

Onde  $n$  - Dias julianos (dias).

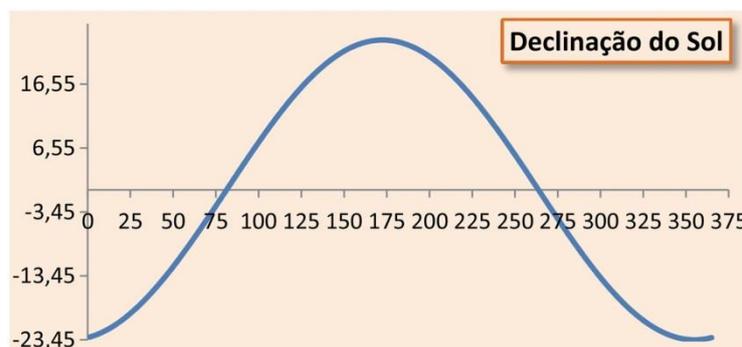


Fig. 3 - Declinação do Sol ao longo do ano (Bedaque e Bretones, 2016, p.8)

## 2) Latitude ( $\phi$ )

A latitude designa a localização angular a norte ou a sul do equador, varia entre -90° e 90° consoante o local.

## 3) Ângulo horário ( $\omega$ )

O ângulo horário é definido como o deslocamento angular, para este ou oeste, do sol do meridiano local devido à rotação da Terra a 15°/h. Ao contabilizar a parte da manhã obtém-se um valor negativo, acontecendo o inverso da parte da tarde.

## 4) Ângulo de incidência ( $\theta$ )

Refere-se ao ângulo entre a radiação incidida sobre uma superfície e a normal à referida superfície.

## 5) Ângulo de inclinação ( $\beta$ )

O ângulo de inclinação corresponde ao ângulo entre o plano da superfície e a horizontal. Este pode variar entre 0° e 180°.

## 6) Ângulo de azimute da superfície ( $\gamma$ )

Este ângulo assume o desvio da projeção num plano horizontal da normal à superfície do meridiano local. Pode variar entre 0° e 180° conforme a orientação da superfície: a sul considera-se nulo e a Norte considera-se 180°.

Posto isto, os ângulos solares são:

### 7) Ângulo de Zênite ( $\theta_z$ )

Ângulo entre a vertical e a linha para o sol, ou seja, o ângulo de incidência da radiação sobre uma superfície horizontal. É calculado da pela fórmula 2:

$$\theta_z = \cos^{-1}(\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta) \quad (2)$$

Onde  $\phi$  - Latitude ( $^\circ$ );  $\delta$  - Declinação ( $^\circ$ ); e  $\omega$  - Ângulo horário ( $^\circ$ ).

### 8) Ângulo de altitude solar ( $\alpha_s$ )

Ângulo formado pelos raios solares com o plano horizontal e é calculado pela expressão seguinte:

$$\alpha_s = 90^\circ - \theta_z \quad (3)$$

Onde  $\theta_z$  - Ângulo de zênite ( $^\circ$ ).

### 9) Ângulo de azimute solar ( $\gamma_s$ )

Desvio entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção Norte-Sul no plano horizontal, variando entre  $-180^\circ$  e  $180^\circ$  (figura 4). É calculado da seguinte forma:

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left[ \cos^{-1} \left( \frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right] \quad (4)$$

Onde  $\omega$  - Ângulo horário ( $^\circ$ );  $\theta_z$  - Ângulo de zênite ( $^\circ$ );  $\delta$  - Declinação ( $^\circ$ ); e  $\phi$  - Latitude ( $^\circ$ ).

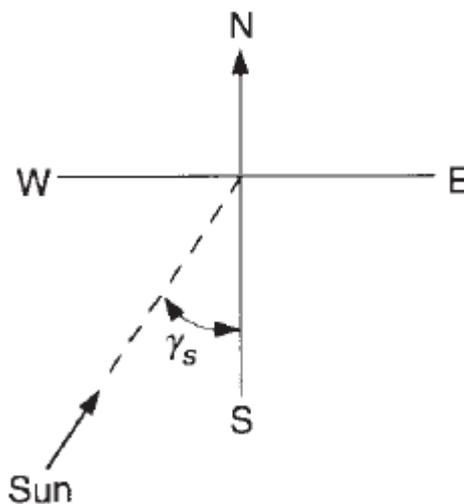


Fig. 4 - Ângulo de azimute solar (Duffie e Beckman, 2003, p.8)

### 10) Ângulo horário do nascer e pôr-do-sol ( $\omega_s$ )

Define-se como o deslocamento angular do sol a leste ou a oeste do meridiano local:

$$\omega_s = \mp \cos^{-1} (-\tan \phi \tan \delta) \quad (5)$$

Onde  $\delta$  – Declinação ( $^\circ$ ) e  $\phi$  - Latitude ( $^\circ$ ).

### 3.2 MASSA DE AR

Neste subcapítulo, é importante referir o conceito da Massa de Ar (AM) que provém do inglês *Air Mass*. Este conceito define-se como a relação entre o percurso ótico que a radiação solar direta efetua até atingir a superfície de um dado lugar, e o menor percurso possível do mesmo, que é quando o sol está numa posição vertical, ou seja, quando se encontra no seu zénite.

Segundo Duffie e Beckman (2003), caso o ângulo de zénite esteja compreendido entre  $0^\circ$  e  $70^\circ$ , o coeficiente da Massa de Ar é dado pela equação 6:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (6)$$

Na situação deste ser superior a  $70^\circ$ , Kasten e Young (1989) sugerem que a massa de ar é calculada da seguinte forma (Duffie e Beckman, 2003):

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z + 0,50572 (96,07995 - \theta_z)^{-1,6364}} \quad (7)$$

Em que  $AM$  – corresponde ao coeficiente de massa de ar e  $\theta_z$  – Ângulo de zénite ( $^\circ$ ).

Através deste coeficiente consegue-se calcular, de uma forma simples, a energia solar total em função do ângulo de zénite:

$$G = 1,1 \times G_{sc} \times 0,7^{AM^{0,678}} \quad (8)$$

Onde  $G$  – Intensidade solar ( $W \ m^{-2}$ );  $G_{sc}$  – Constante solar ( $W \ m^{-2}$ );  
 $AM$  – Coeficiente de massa de ar.

### **3.3 RADIAÇÃO INCIDENTE NUMA SUPERFÍCIE**

Hoje em dia, é crescente a necessidade de dados sobre a radiação solar incidente em superfícies inclinadas para posterior utilização em projetos de implementação de energias renováveis, mais especificamente, neste caso, de energia solar. A dificuldade de análise passa pela dependência de diferentes variáveis como a intensidade da radiação solar que incide sobre uma superfície inclinada e a respetiva variação por um período de tempo (Scolar *et al.*, 2003).

Por isso, existe um número reduzido de estações em que se consegue observar as componentes da radiação solar na superfície horizontal e, principalmente, a radiação solar numa superfície inclinada. Isto deve-se ao elevado custo instrumental e à necessidade de pessoal operacional para implantação e operação de uma rede de estações de radiometria solar (Scolar *et al.*, 2003). Para colmatar esses dados, são estudados vários métodos de radiação.

### **3.4 RADIAÇÃO FORA DA ATMOSFERA NUMA SUPERFÍCIE HORIZONTAL**

A variação da distância entre a terra e o sol leva à variação do fluxo da radiação extraterrestre, ou seja, da radiação fora da atmosfera. Para o cálculo da radiação é utilizado a equação de Spencer (1971) visto ter uma precisão adequada. A expressão é dada da seguinte forma (Duffie e Beckman, 2003):

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right)\right) \quad (9)$$

Onde  $G_{on}$  – Radiação extraterrestre numa superfície horizontal ( $W m^{-2}$ );  
 $G_{sc}$  - Constante solar ( $W m^{-2}$ );  $n$  – Dias julianos (dias).

Integrando a equação anterior, consegue-se obter a radiação extraterrestre diária (equação 10) e a radiação extraterrestre horária, entre  $\omega_1$  e  $\omega_2$ , que é em designada em termos de  $I$  (equação 11). Na segunda equação, os limites  $\omega_1$  e  $\omega_2$  podem ser definidos como mais do que uma hora.

$$H_0 = 24 \frac{3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right)\right) \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta\right) \quad (10)$$

$$I_0 = 12 \frac{3600}{\pi} G_{on} \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi (\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta\right] \quad (11)$$

Em que  $H_0$  – Radiação diária incidente num plano horizontal ( $J m^{-2}$ );  $G_{sc}$  – Constante solar ( $W m^{-2}$ );  $n$  – Dias Julianos (dias);  $\phi$  - Latitude do local ( $^\circ$ );  $\delta$  – Declinação ( $^\circ$ );  $\omega_s$  – Ângulo horário do nascer e pôr-do-sol ( $^\circ$ );  $I_0$  - Radiação horária incidente num plano horizontal ( $J m^{-2}$ ); e  $G_{on}$  - Radiação extraterrestre incidente num plano normal à radiação ( $W m^{-2}$ ).

### 3.5 RADIAÇÃO INCIDENTE NUMA SUPERFÍCIE INCLINADA

Com o objetivo de maximizar a energia recebida por uma superfície e sabendo que o Sol varia a sua posição durante o dia, os painéis são colocados de forma inclinada. Essa quantidade de radiação solar recebida num coletor dependerá de diversos fatores. No entanto, os fatores que podem ser controlados para maximizar a quantidade de radiação recebida por uma superfície são o ângulo de azimute da superfície e ângulo de inclinação (Handoyo *et al.*, 2013).

Assim, a radiação incidente numa superfície é dada pela seguinte equação (Duffie e Beckman, 2003):

$$I_T = I_{T,b} + I_{T,d,iso} + I_{T,d,cs} + I_{T,d,hz} + I_{T,refl} \quad (12)$$

Em que,  $I_T$  - Radiação total incidente numa superfície inclinada ( $MJ m^{-2}$ );  $I_{T,b}$  - Radiação direta incidente numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ );  $I_{T,d,iso}$  - Radiação difusa isotrópica incidente numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ );  $I_{T,d,cs}$  - Radiação difusa circunsolar incidente numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ );  $I_{T,d,hz}$  - Radiação difusa horizontal incidente numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ );  $I_{T,refl}$  = Radiação refletida numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ ).

Após determinar a radiação solar incidente, é possível calcular o rácio entre a radiação total numa superfície inclinada e a radiação total incidida numa superfície horizontal (Duffie e Beckman, 2003):

$$\text{Para o hemisfério Norte} - R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (13)$$

$$\text{Para o hemisfério Sul} - R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (14)$$

Onde,  $R_b$  - Rácio entre a radiação total numa superfície inclinada e a radiação total incidida numa superfície horizontal;  $\phi$  - Latitude ( $^\circ$ );  $\beta$  – Inclinação da superfície ( $^\circ$ );  $\omega$  – Ângulo horário ( $^\circ$ ) e  $\delta$  – Declinação ( $^\circ$ ).

Quanto a modelo de radiação solar, o modelo de Liu e Jordan (1963) é considerado o melhor para a previsão de irradiação de energia solar em condições de céu nublado (Jakhrani *et al.*, 2012). Os autores consideram que a radiação na superfície inclinada inclui três componentes: direta, difusa e radiação refletida do solo (Duffie e Beckman, 2003).

Desta forma, em relação à equação 12, o terceiro e o quarto termos são considerados nulos, assumindo que:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (15)$$

Onde teremos  $I_T$  - Radiação horária total incidente numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ ),  $I_b$  - Radiação horária direta incidente numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ );  $R_b$  - Rácio entre a radiação total numa superfície inclinada e a radiação total incidida numa superfície horizontal;  $I_d$  - Radiação horária difusa incidente numa superfície inclinada ( $J m^{-2}$ );  $\beta$  - Inclinação do painel ( $^\circ$ );  $I$  - Radiação horária total numa superfície horizontal ( $J m^{-2}$ ); e  $\rho_g$  - Refletividade do solo/ albedo.

Em relação à última variável, esta varia de acordo com a composição da superfície terrestre. Regra geral, pode-se assumir um valor de 0,2 para o albedo (GREENPRO, 2004). Contudo, existem valores de referência para os diferentes tipos de superfície como mostra a tabela da figura 5.

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

**Fig. 5** - Valores do albedo para diferentes superfícies (GREENPRO, 2004, p.16)



## **4. ENERGIA FOTOVOLTAICA**

### **4.1 EFEITO FOTOVOLTAICO**

A palavra fotovoltaico (PV) significa a transformação direta da luz em energia elétrica, recorrendo a células solares (GREENPRO, 2004). Em 1839, Edmund Becquerel, físico francês, observou pela primeira o chamado efeito fotovoltaico. O físico notou uma diferença de potencial nos extremos de um material semicondutor - material com características intermédias entre um condutor e um isolante - quando este era iluminado pela luz solar. Mais tarde, o efeito foi estudado em materiais sólidos como o selênio (Braga, 2008). Em 1877, construiu-se a primeira célula solar baseada em dois elétrodos de selênio que produziam uma corrente elétrica. Essa produção era feita devido aos elétrodos estarem expostos à radiação. Todavia, a sua eficiência era demasiado reduzida e, por isso, era preciso uma melhor compreensão dos materiais semicondutores (Adams e Day, 1877).

Já nos anos de 1950, é que se desenvolveu as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos na área dos dispositivos semicondutores. Estas células foram fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino e atingiram uma eficiência, relativamente elevada para a data, de 6% (Pinho e Galdino, 2014). A razão para a escolha deste material está associada às características únicas, nomeadamente a sua abundância no planeta (Brito e Silva, 2006). Nos últimos 60 anos, têm sido desenvolvidas diversas tecnologias como as lâminas de silício monocristalino e policristalino, tendo estas atingido 87,9% da produção mundial. (Pinho e Galdino, 2014).

### **4.2 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS**

As tecnologias fotovoltaicas estão divididas em três categorias:

- 1ª Geração – São células que têm como elemento base o silício, englobam as soluções monocristalinas, policristalinas e amorfas.
- 2ª Geração – Correspondem às soluções de película fina, na qual a solução amorfa pode ser incluída.
- 3ª Geração – Envolve novos conceitos de células solares, a maioria ainda em fase de desenvolvimento embora algumas já sejam utilizadas.

Não obstante, a 1ª geração é a dominante no mercado e, por isso, é a que será desenvolvida no presente trabalho. Nesta geração, o silício monocristalino é o mais antigo e é utilizado nas diferentes aplicações de média e elevada potência. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal

para potenciar o efeito fotovoltaico. A nível de laboratório tem uma eficiência de 24%, o que na componente prática corresponde a cerca de 15%. As técnicas utilizadas na sua produção são caras devido à exigência de utilizar materiais em estado puro e à perfeita estrutura cristalina (Calaia, 2011).

O silício policristalino é uma alternativa à tecnologia anterior dado o seu custo de produção. Todavia, a eficiência em laboratório e na prática não excedem os 18% e 12%, respetivamente. A redução de rendimento é causada pela imperfeição cristalina, devido a descontinuidades da estrutura molecular. A eficiência é compensada com um maior aproveitamento da área do painel (Calaia, 2011).

O silício amorfo não tem estrutura cristalina o que impediria de ser utilizado em células fotovoltaicas. No entanto, se for adicionada uma pequena quantidade de hidrogénio, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. Com este processo, a radiação solar é absorvida de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino. As células de silício amorfo são as que apresentam o custo mais reduzido, mas em contrapartida o seu rendimento é o mais reduzido, de aproximadamente 6% a 8% (Calaia, 2011).

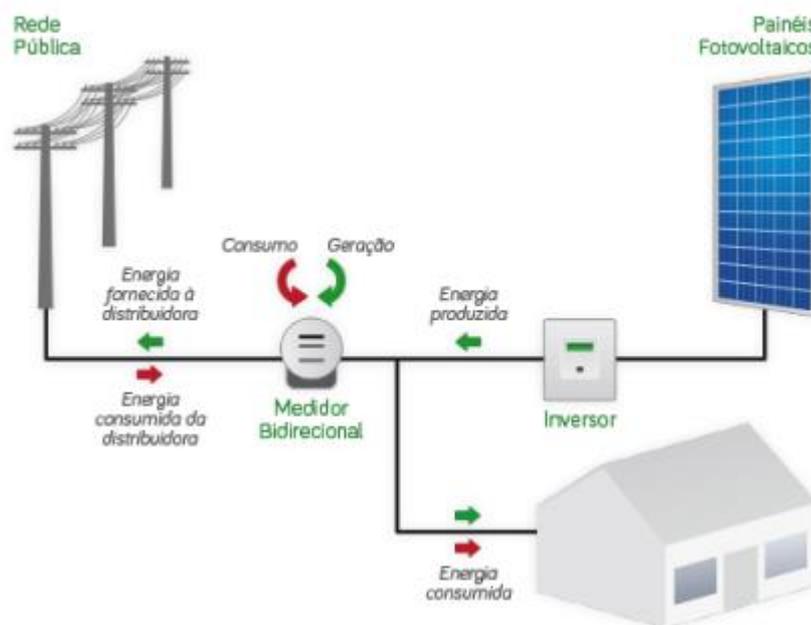


**Fig. 6** - Módulos de silício monocristalino, policristalino e amorfo (da esquerda para a direita) (Calaia, 2011, p.9)

## **4.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

### **4.3.1 Unidade de produção para autoconsumo**

O autoconsumo é um novo modelo de produção descentralizada de energia que pode ou não ser conectado à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), regulado, atualmente, pelo Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de Outubro. Baseia-se na produção de renováveis ou não renováveis em que a energia produzida é consumida pelo produtor para sustentar necessidades de consumo energéticas (Guimarães, 2016). Nestas unidades a potência instalada tem que ser igual ou inferior a 1 MW.



**Fig. 7** - Esquema de um sistema de autoconsumo fotovoltaico (Guimarães, 2016, p.19)

Ainda podemos encontrar os sistemas de autoconsumo com e sem injeção de energia na rede tendo em conta a maior ou menor produção relativamente às necessidades energéticas da instalação e também os sistemas isolados. Desta forma, há injeção na rede quando uma unidade de produção para autoconsumo produz energia em excesso sendo vendida à RESP (Rede Elétrica Serviço Público) com uma remuneração predefinida. Mesmo assim, há que ter em atenção alguns aspetos técnicos e legais que posteriormente serão analisados. Também existe a possibilidade de armazenamento energético da energia excedente que maximiza a rentabilidade do sistema. Contudo, a RESP funciona como auxílio caso haja algum défice entre o consumo e a produção (Guimarães, 2016).

Caso contrário, quando não há injeção na rede os sistemas são executados para consumo instantâneo, não produzindo excedente nem armazenando energia. Da mesma forma que o sistema anterior, a RESP assegura a energia necessária quando a produção fotovoltaica está aquém das necessidades de consumo. No que se refere ao armazenamento, neste tipo de sistemas, se não tiver capacidade de armazenamento, será necessário equipamentos como um inversor que converta apenas a energia que as cargas requerem no momento (Guimarães, 2016).

Quanto aos sistemas isolados, estes são sistemas de produção e consumo de energia elétrica normalmente afastados da rede elétrica e por isso sem qualquer tipo de ligação à mesma. Neste tipo de instalação, para além do inversor, é preciso um regulador

de carga que tem como objetivo a gestão de cargas das baterias de armazenamento (Guimarães, 2016).

### 4.3.2 Unidades de pequena produção

Este tipo de sistema fotovoltaico substitui o anterior regime de microprodução e mini-produção. Segundo o novo regime jurídico, a Unidade de Pequena Produção terá que injetar na rede a totalidade de energia produzida exclusivamente de uma fonte de energia renovável. Assim, neste tipo de produção, não é apenas vendida a energia excedente. Para isso, será necessário a incorporação de um contador bidirecional pelo facto da venda total da energia (Vargas, 2015). A potência de ligação à rede não pode atingir valores maiores que 250 kW.

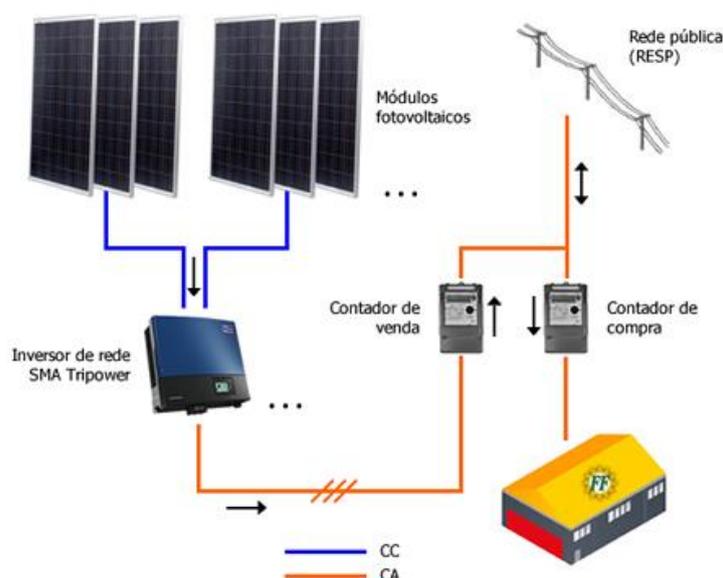


Fig. 8 - Sistema fotovoltaico de UPP<sup>3</sup>

## 4.4 ENERGIA FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL

Portugal, no que toca a combustíveis fósseis, está numa posição desfavorável em relação a outros países desenvolvidos uma vez que não possui reservas de petróleo, carvão ou gás natural e o sistema energético português está dependente destes combustíveis (Gaspar, 2014). Isto causa uma elevada dependência energética externa fazendo com que esteja sujeito a fatores externos como a volatilidade dos preços nos mercados (Serra, 2010).

Em 2015 a dependência energética situou-se nos 78,3%, aumentando ligeiramente em relação a 2014, como se pode observar na figura 9. Este aumento da

<sup>3</sup> Disponível em: <http://www.templaruz.com/area.php?var=renovaveis&tir=r>, acessado a 5 de Fevereiro.

dependência resulta do decréscimo da produção de eletricidade renovável originando um aumento do consumo de carvão e gás natural, ou seja, resultando num aumento das importações (DGEG, 2017).

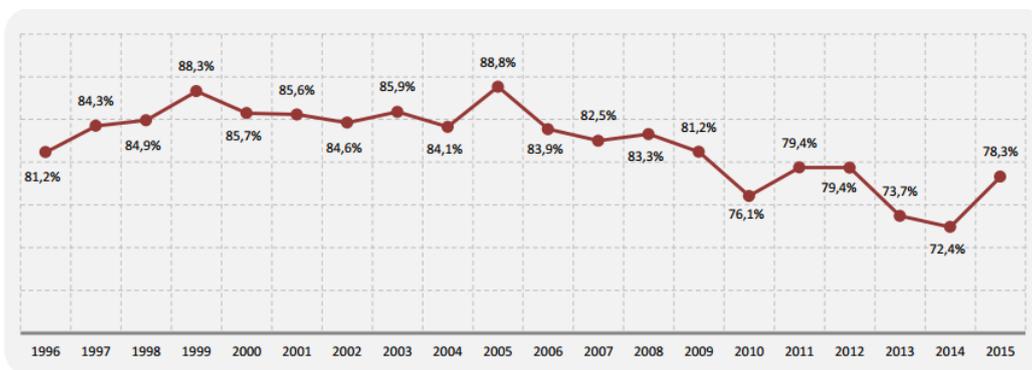


Fig. 9 - Dependência energética em 2015 (DGEG, 2017, p.4)

O decréscimo da produção de energia renovável, que causou o aumento da dependência energética, é resultado de uma menor exploração de energia hídrica nesse ano. Em 2016, essa energia apresentou um aumento na ordem dos 67,9% disparando a produção global de energias renováveis para mais de 29% comparativamente com o ano de 2015 (DGEG, 2016). Este simples facto pode ser observado na figura 10.

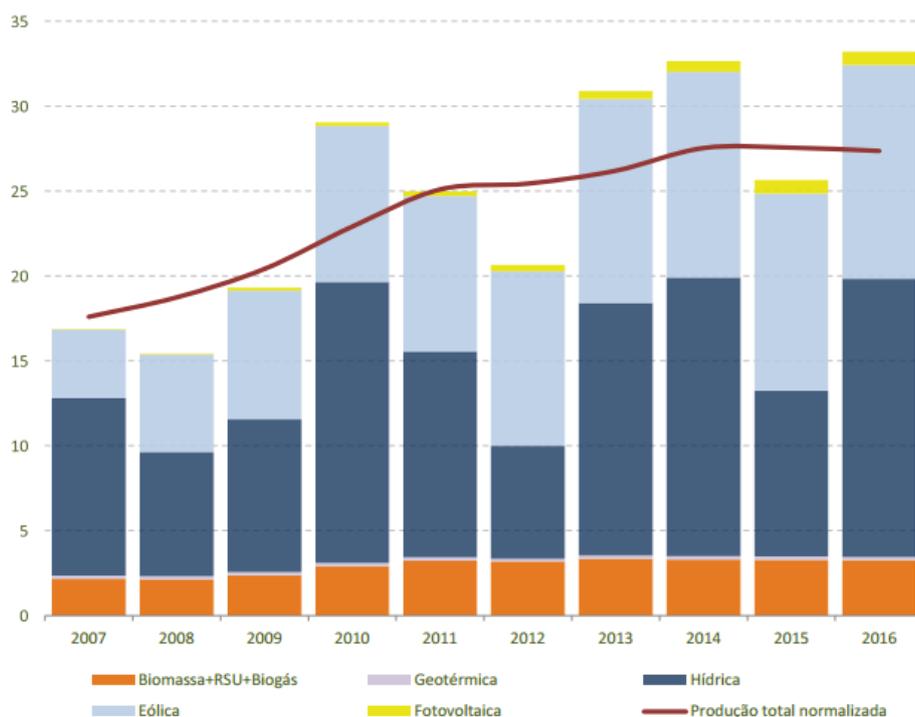


Fig. 10 - Produção anual (TWh) das diferentes fontes de energia renovável (DGEG, 2016, p.4)

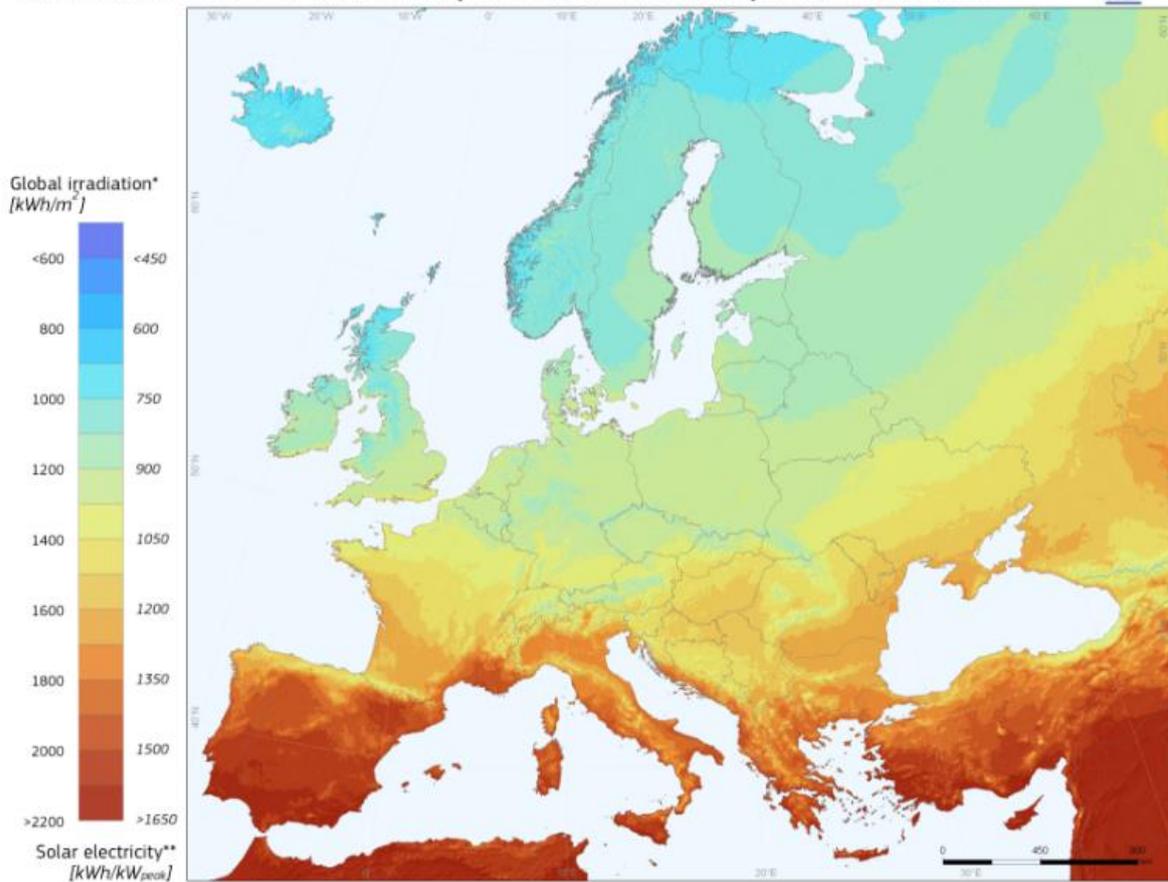
Em 2014, Portugal foi considerado o terceiro país da União Europeia com maior incorporação de energias renováveis na produção de energia elétrica. Isto deve-se, em grande parte, à energia hídrica e eólica (Cunha, 2016). Contudo, já se nota, ao observar a figura 11, uma evolução no que toca à produção de energia fotovoltaica em Portugal. Em 2016, a produção é contabilizada apenas até julho desse ano.

	Micro/Mini Produção Anual (MWh)							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 jul
<b>Total Micro/Mini</b>	21 215	45 047	80 176	145 088	201 422	234 807	279 083	260 256
<b>Micro-Produção</b>	21 215	44 677	78 728	131 674	148 775	148 994	167 098	155 007
<b>Fotovoltaica</b>	21 215	44 677	78 310	131 255	148 204	148 500	166 221	154 051
<b>Mini-Produção</b>		371	1 448	13 414	52 646	85 813	111 985	105 249
<b>Fotovoltaica</b>		371	1 448	13 414	51 307	83 146	109 218	103 126

**Fig. 11** - Produção anual da energia fotovoltaica em Portugal (adaptado de DGEG, 2016, p.9)

No entanto, Portugal apresenta um dos maiores potenciais a nível do aproveitamento de energia solar da Europa com mais de 2300 horas/ano de insolação na região norte, e 3000 horas/ano no sul (Pereira, 2015). Por isso, o potencial de crescimento da energia fotovoltaica ainda é muito grande e está diretamente relacionado com os elevados níveis de radiação que proporcionam excelentes condições para o investimento no sector fotovoltaico (Carvalho et al., 2011). A figura 12 ilustra este facto visto que a irradiação ( $\text{kWh m}^{-2}$ ) ao longo de um ano que é incidida no país é das maiores comparativamente ao resto da Europa.

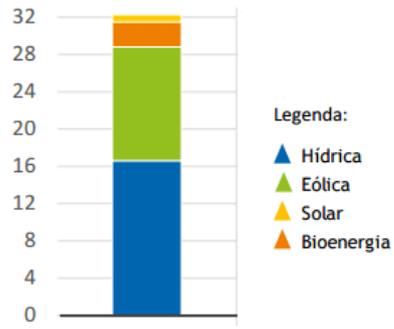
## Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



**Fig. 12** - Irradiação anual incidente num plano com inclinação ótima (adaptado de Huld e Pinedo-Pascua, 2012) <sup>4</sup>

Apesar do grande potencial existente no país, a produção desta tecnologia corresponde a pouco mais de 1% da energia elétrica nacional, como se pode verificar na figura 13. Ainda assim um valor muito baixo comparado com a energia hídrica e eólica com valores na ordem dos 30% e 22%, respetivamente, e também o potencial existente em Portugal (APREN, 2016).

<sup>4</sup> Disponível em: [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu\\_cmsaf\\_opt/PVGIS\\_EU\\_201204\\_publication.png](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/PVGIS_EU_201204_publication.png).



**Fig. 13** - Produção (TWh) de energia renovável em 2016 (adaptado de APREN, 2016, p.3)

## 5. ENQUADRAMENTO LEGAL

No dia 20 de outubro de 2014, foi publicada em Diário da República o Decreto-Lei n.º 153/2014 que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de energias renováveis ou não (UPAC). O diploma também estabelece regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, apenas a partir de recursos renováveis (UPP).

Com este novo regime incentiva-se a produção para autoconsumo e, por sua vez, penaliza-se a venda de energia à rede elétrica. O grande objetivo passa por adequar o atual modelo de produção distribuída ao perfil de consumo local. Este novo enquadramento permite obter novas vantagens como a nível das perdas de energia dada a proximidade entre a produção e o consumo. Outra vantagem é a possibilidade de atingir potências superiores a 1 MW, o que não acontecia anteriormente.

**Tabela 1** - Principais características entre as duas unidades de produção (Diário da República, 2015)

	UPAC	UPP
<b>Fonte</b>	Renovável e não renovável, com ou sem ligação à RESP. O excedente de produção pode ser injetado na RESP.	Renovável, com injeção total da energia produzida.
<b>Limite de Potência</b>	Potência de ligação é menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo. A potência instalada não deve exceder o dobro da potência de ligação.	Potência de ligação é menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo, até um máximo de 250 kW
<b>Requisitos de Produção</b>	Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo. Venda do excedente instantâneo ao Comercializador de Último Recurso (CUR)	Energia consumida deverá ser igual ou maior a 50% da energia produzida. Venda da totalidade de energia produzida ao CUR.
<b>Produtor e Local de Instalação</b>	São permitidos vários registos de Unidade de Produção (UP) em nome do mesmo produtor, desde que a cada UP só esteja associada uma instalação de consumo.	São permitidos vários registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada UP só esteja associada uma instalação de consumo
<b>Quota</b>	Não existe	Quota máxima anual de potência atribuída (por exemplo 20 MW atribuídos por ano)
<b>Contagem</b>	Contagem obrigatória da energia produzida e da energia injetada na RESP com potência instalada superior a 1,5 kW	Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação.

Tanto para a UPP como para a UPAC, o processo de licenciamento efetua-se pelo Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP). No que diz respeito às UPAC, o processo pode ter vários cenários consoante a potência instalada. Já nas UPP, o processo de licenciamento passa por um registo prévio e por um certificado de exploração (Coutada, 2015).

**Tabela 2 – Resumo do processo de licenciamento (Diário da República, 2015)**

		Isenção de controlo prévio	Mera comunicação prévia	Registo	Certificado de exploração	Licença de produção	Licença de exploração
	UPP			X			
UPAC	$P_{inst} \leq 200\text{ W}$	X					
	$200\text{ W} \leq P_{inst} \leq 1,5\text{ kW}$ , ligado à RESP		X				
	$1,5\text{ kW} \leq P_{inst} \leq 1\text{ MW}$ , ligado à RESP			X			
	$P_{inst} \leq 1\text{ MW}$ , excedente fornecido à RESP			X			
	$P_{inst} > 1\text{ MW}$					X	X
	Sem ligação à RESP		X				
	Sem ligação à RESP, que utiliza fontes de energia renovável e pretende transacionar garantias de origem			X			

## 5.1 REMUNERAÇÕES E COMPENSAÇÕES

Numa UPAC, sempre que a energia seja de origem renovável, que esteja ligado à RESP e que tenha uma capacidade menor a 1MW, o produtor pode celebrar com o CUR um contrato de venda de energia produzida e não consumida. Este contrato tem um prazo de 10 anos e é renovável de 5 em 5 anos. É de salientar que a energia é vendida ao preço médio do mercado ibérico de energia (OMIE) para o respetivo mês sendo que 10% dessa será descontada para compensar custos de injeção na rede.

Desta forma, a remuneração é calculada como pela equação 16 (Coelho, 2015):

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (16)$$

Onde  $R_{UPAC,m}$  – Remuneração (€);  $E_{fornecida,m}$  – Energia fornecida (kWh); e  $OMIE_m$  – Média dos preços do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (€/MWh).

Se as UPAC apresentarem uma capacidade maior que 1,5 kW e respetiva ligação à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada tendo em conta a equação 17 (Coutada, 2015):

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (17)$$

Onde  $C_{UPAC,m}$  – Compensação paga no mês  $m$  por cada kW de potência instalada;  $P_{UPAC}$  – Valor da potência instalada na UPAC (kW);  $V_{CIEG,t}$  – Valor que permite recuperar o Custo de Interesse Económico Geral (CIEG) da UPAC calculado no ano  $t$  (€/kW);  $K_t$  – Coeficiente de ponderação, valores entre 0 %, 30% e 50 %, tendo em consideração a potência total registada das UPAC sobre a potência instalada no Sistema Elétrico Nacional (SEN), no ano  $t$ ;  $t$  - Ano de emissão do certificado de exploração da UPAC.

Note-se que o cálculo de  $V_{CIEG,t}$  está presente no nº 2 do artigo 25º do Decreto de Lei n.º 153/2014, sendo que a figura 14 mostra os valores relativamente ao ano de 2016:

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2016}$ (€/kW)/mês
AT	2,783
MT	3,521
BTE	4,525
BTN > 20,7 kVA	4,010
BTN ≤ 20,7 kVA	7,390

**Fig. 14** - Valor que permite recuperar o Custo de Interesse Económico Geral referente ao ano de 2016 (ERSE, 2015, p.112)

No que se refere aos valores de  $K_t$ , assume-se que é: 50% quando o total acumulado da potência instalada das UPAC excede 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN<sup>5</sup>; 30% quando o total acumulado de potência instalada de UPAC, está entre os 1% e 3% do total da potência instalada de centro

<sup>5</sup> No final de 2013, a potência instalada no SEN correspondia a 180 MW.

electroprodutores do SEN; e 0% quando o total acumulado de potência instalada de UPAC é inferior a 1 % do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN (Coutada, 2015).

No caso das UPP, a potência de ligação não pode ultrapassar os 20 MW anuais. Ultrapassando este valor, a SERUP não permite o registo da unidade nesse mesmo ano. Segundo a Portaria n.º 15/2015 de 23 de Janeiro, ainda nas UPP, a energia eléctrica ativa que é entregue à RESP é remunerada segundo uma tarifa baseada num modelo de licitação, onde os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência que é estabelecida mediante portaria pelo Governo. Esta tarifa, não sendo permitido a troca por outro regime remuneratório durante esse período, é aplicada por um período de 15 anos desde a data de fornecimento de energia à RESP. Quando o período termina, a tarifa passa a ser remunerada pelo regime geral de produção em regime especial.

O produtor pode optar por 3 categorias distintas (Coelho, 2015):

- **Categoria I** – Caso os produtores optem apenas pela instalação de uma UPP;
- **Categoria II** – Caso os produtores optem pela instalação de uma UPP e de uma tomada eléctrica para carregamento de veículos eléctricos;
- **Categoria III** – Caso os produtores optem pela instalação de uma UPP e ainda podem optar pela colocação de coletores solares térmicos, no local do consumo, com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil ou de uma caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

A tarifa de remuneração varia com o tipo de fonte de energia primária utilizada sendo determinada mediante a aplicação de percentagens à tarifa de referência: (Coelho, 2015).

- Solar – 100%
- Biomassa – 90%
- Biogás – 90%
- Eólica – 70%
- Hídrica – 60%

Segundo n.º 1 e 2 do artigo 2.º da Portaria n.º 15/2015 de 23 de Janeiro, a tarifa de referência para 2015 era de 95 €/MWh sendo acrescido um valor de 10 €/MWh e 5 €/MWh quando o produtor opte por unidade de pequena produção nas categorias II e

III, respetivamente, descritas anteriormente. Ainda nessa portaria, a eletricidade vendida pelas diferentes formas de energia é limitada a 2,6 MWh/ano no caso da energia Solar e Eólica, e limitada a 5 MWh/ano no que se refere à energia hídrica, da biomassa e biogás por quilowatt de potência instalada.

## 5.2 TAXAS DE REGISTO

Conforme o n.º 1 do artigo n.º 19 da Portaria n.º 15/2015 de 23 de Janeiro, o preço a pagar pela taxa de registo está diretamente relacionado com a potência instalada assim como com o facto de se as unidades de produção injetam ou não energia na rede. Essas taxas podem ser observadas na tabela 3 e 4.

**Tabela 3** - Taxa para registo de UPP e UPAC com injeção de potência na rede (Diário da República, 2015).

$P_{inst}$	Taxa (€)
Até 1,5 kW	30
1,5 kW a 5 kW	100
5 kW a 100 kW	250
100 kW a 250 kW	500
250 kW - 1 MW	750

**Tabela 4** - Taxa para registo de UPP e UPAC sem injeção de potência na rede (Diário da República, 2015).

$P_{inst}$	Taxa (€)
1,5 kW a 5 kW	70
5 kW a 100 kW	175
100 kW a 250 kW	300
250 kW - 1 MW	500

## 5.3 INSPEÇÕES

As unidades de produção com potência instalada superior a 1,5 kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas. As inspeções são efetuadas num período de 10 anos quando a potência da UP é inferior a 1 MW (Pereira, 2015). Nos restantes casos é apenas feita uma fiscalização de 6 em 6 anos. As taxas referentes à inspeção são assumidas como 20% da taxa aplicada ao registo. Caso sejam cometidas infrações, as coimas podem ir dos 100€ aos 3 700€ ou dos 250€ aos 44 800€, dependendo do produtor ser pessoa singular ou coletiva, respetivamente (Coelho, 2015).



## 6. MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS

Na avaliação de projeto recorre-se a critérios cujo objetivo consiste em fornecer informação necessária para facilitar a tomada de decisão relativamente a um determinado projeto. Por sua vez, permite igualmente clarificar a escolha entre várias alternativas de investimento.

A determinação da rentabilidade de um projeto é feita com a comparação entre os *cash flows* de exploração e de investimento, sendo estes de carácter previsional. Assim, um projeto só é aceitável e rentável caso o somatório dos *cash flows* de exploração seja superior ao valor do somatório dos *cash flows* de investimento (Gomes, 2011), em termos de valores atualizados.

### 6.1 PRINCÍPIO DO VALOR TEMPORAL DO DINHEIRO

Segundo Gomes (2011, p.18) “receber um euro hoje, não é o mesmo que receber um euro amanhã” pois o valor do dinheiro varia ao longo do tempo. Deste modo, quando se pretende comparar fluxos monetários em períodos diferentes há que “transportá-los” para o mesmo momento do tempo.

Para tal, os *cash flows* gerados são atualizados e isso implica descontar um fluxo futuro através de uma taxa de atualização ( $i$ ) como é demonstrado na equação 18:

$$\text{Cash flow atualizado} = \frac{CF_t}{(1 + i)^t} \quad (18)$$

Em que  $t$  – Período de tempo;  $i$  – Taxa de atualização e  $CF_t$  – *Cash flow* gerado pelo projeto no período  $t$ .

### 6.2 TAXA DE ATUALIZAÇÃO

A taxa de atualização ( $i$ ) permite descontar os custos e benefícios gerados ao longo de um período de estudo do projeto para haver possibilidade de serem comparados. Dependendo da ótica de avaliação - do projeto ou do investidor - a taxa de atualização pode ser considerada taxa de capital próprio (custo de oportunidade) ou custo médio do capital. Na ótica do investidor, a taxa de atualização apropriada seria o custo de capital próprio visto que interessa determinar os fluxos que ficam disponíveis para os acionistas ou sócios. Do ponto de visto do projeto, a taxa de atualização indicada seria a do custo médio do capital (WACC<sup>6</sup>) dada a importância de determinar o valor dos

---

<sup>6</sup> Também conhecido por WACC (Weighted Average Cost of Capital).

fluxos que ficam disponíveis para os acionista e para os credores (Gomes, 2011; Rosário, 2014).

#### **a) Custo de capital próprio**

Segundo Rosário (2014), “quando o investimento é financiado só por capitais próprios a taxa de atualização pode ser dada pelo custo do capital próprio”. O custo do capital de uma empresa trata-se de um custo de oportunidade do qual a empresa dispõe visto que os investidores da empresa funcionam com uma determinada taxa de retorno, à qual está associada uma taxa de risco. Por outras palavras, o “custo de capital não é mais que o valor mínimo de retorno aceitável de um investimento” (Santos, 2011).

Para empresas não cotadas em bolsa, Lima *et al.*, (2004) defendem que o custo do capital próprio pode ser obtido pelo quadro de setor da Central de Balanços do Banco de Portugal sendo este um valor médio para o ano considerado.

Desta forma, a taxa é determinada da seguinte forma (Rosário, 2014):

$$r = r_f + \beta * [E(r_m) - r_f] \quad (19)$$

Sendo que  $r$  – Custo do capital próprio;  $r_f$  – Taxa de juro sem risco;  $\beta$  – Coeficiente de risco; e  $E(r_m)$  – Taxa de rendibilidade esperada do mercado

Atendendo a que o  $\beta$  é conseguido por uma comparação entre a variação do mercado e os retornos das ações das empresas cotadas em bolsa, este pode apresentar os seguintes significados (Santos, 2011).

- $\beta > 1$ , implica que o ativo da empresa tem um impacto de risco acima da média do mercado.
- $\beta = 1$ , significa que o ativo da empresa apresenta o mesmo risco que as tendências do mercado.
- $\beta < 1$ , expressa que o ativo segue a mesma tendência do mercado embora com um impacto de risco menor.

#### **b) Custo do capital alheio**

Segundo Lima *et al.*, (2004), o custo de capital alheio pode ser calculado contabilizadas as dívidas a instituições de crédito. Para determinar o valor do custo de capital alheio basta verificar qual a taxa de juro inerente aos empréstimos por capital alheio solicitados (ou custo da fonte de financiamento por capital alheio). Todavia, nem sempre tal é possível, quando não dispomos de elementos suficientes para o efeito.

Desta forma, para empresas não cotadas em bolsas, e segundo os autores, esse custo é determinado da aplicação da equação 20:

$$i = \frac{\text{juros}}{\text{Dívidas a instituições de crédito}} \quad (20)$$

Em que  $i$  – Custo de capital alheio.

### **c) Custo médio ponderado do capital (CMPC)**

O custo médio ponderado do capital, também conhecido por WACC, traduz-se numa taxa que engloba os retornos requeridos pelas diversas fontes de financiamento, ponderados pelo peso que cada uma tem no total do capital investido (Gomes, 2011).

Esta pode ser calculada da seguinte forma (Rosário, 2014):

$$\text{WACC} = r * \frac{E}{E+D} + i * (1 - t) * \frac{D}{E+D} \quad (21)$$

Em que  $r$  – Custo do capital próprio;  $i$  – Custo da dívida;  $t$  – Taxa de imposto sobre lucros;  $E$  – Capital próprio a valores de mercado;  $D$  – Passivo, ou montante da dívida a valores de mercado. O mais correto em termos de avaliação de empresas é serem utilizados os valores de mercado e não os valores contabilísticos por dois motivos essenciais (Lima *et al.*, 2004): 1) Porque os valores de mercado são valores correntes e logo atuais; 2) Porque usando-se valores contabilísticos podemos incorrer no risco de manipulação devido a diferentes critérios contabilísticos utilizados (critérios de valorimetria). Mas, nas empresas não cotadas em bolsa não é fácil apurar “valores de mercado” e logo recorremos a valores contabilísticos para calcular as proporções de ativo (A) pagas com recurso a capital próprio (CP) ou o peso de financiamento por capital próprio ( $CP / A \Leftrightarrow E / (E+D)$ ) assim como para calcular a proporção de ativo paga com recurso a capital alheio ou passivo (P), ou seja o peso do capital alheio no total a ser financiado ( $P / A \Leftrightarrow D / (E+D)$ ).

## **6.3 VALOR ATUALIZADO LÍQUIDO**

Segundo Akalu (2001), o Valor Atualizado Líquido (VAL) compara o valor presente do investimento com o valor presente do benefício proveniente do projeto, ou seja, as receitas.

Este autor defende, como indicador de rentabilidade, é considerado o mais consistente porque reúne os fluxos líquidos atualizados gerados pelo presente e calcula-se segundo a equação 22 (Gomes, 2011):

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (22)$$

Sendo que  $t$  – Período de tempo;  $n$  – Número total de períodos da vida útil do projeto;  $i$  – Taxa de atualização e  $CF_t$  – *Cash flow* gerado pelo projeto no período  $t$ .

Para a tomada de decisão de um projeto tem que se avaliar os 3 cenários possíveis (Gomes, 2011):

- $VAL < 0 \Rightarrow$  O projeto é economicamente inviável representando uma perda de valor para a empresa e, por isso, esta condição indica a rejeição do projeto
- $VAL = 0 \Rightarrow$  Segundo esta condição, o projeto poderá ser sujeito a uma análise de sensibilidade para a tomada de decisão. Isto acontece porque há um elevado grau de incerteza existindo um grande probabilidade do projeto não ser viável.
- $VAL > 0 \Rightarrow$  Segundo esta condição, a decisão de investir no projeto é viável. Um VAL positivo é recomendável já que irá acrescentar valor monetário à empresa, ou seja, irá gerar retorno suficiente para cobrir o investimento inicial.

## **6.4 TAXA INTERNA DE RENDIBILIDADE**

A Taxa Interna de Rendibilidade, conhecida por TIR, é considerada como sendo a taxa de juro que anula o VAL do fluxo de caixa de um investimento, ou seja, segundo Rosário (2014, p.15) “é a taxa mais alta a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento sem perder dinheiro”.

Em contraste com o VAL, este indicador dará a taxa de retorno que o projeto fornecerá se for aceite (Akalu, 2001) e pode ser calculada da seguinte forma:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} \quad (23)$$

Onde  $t$  – Período de tempo;  $n$  – Número total de períodos da vida útil do projeto;  $CF_t$  – *Cash flow* gerado pelo projeto no período  $t$ ;  $TIR$  – Taxa Interna de Rendibilidade.

Como critério de decisão, a TIR deve ser comparada com a taxa de atualização (por capitais próprios, ou por capitais totais, respetivamente,  $r$  ou  $WACC$ ), ou seja:

- $VAL \geq 0$  quando  $TIR \geq r$  ( $WACC$ )

Neste caso, o projeto é viável visto que a TIR é superior à taxa de atualização;

- $VAL < 0$  quando  $TIR < r$  ( $WACC$ )

Segundo a condição, o projeto não é viável dado ao menor valor da TIR em relação à taxa de atualização.

## **6.5 PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DO CAPITAL**

O *payback* é o período de tempo necessário para que os lucros gerados do projeto alcancem o valor do investimento inicial do mesmo. Segundo Akalu (2001), se os *cash flows* estiverem na forma de anuidade, o período de recuperação é dado pelo rácio entre o investimento inicial efetuado e o lucro anual obtido.

Ainda assim, pode ser calculado pela equação 24 (Gomes, 2011):

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_{liq}}{(1+i)^t} \quad (24)$$

Em que  $I_0$  – Período de Recuperação;  $CF_{liq}$  – *Cash flow* líquido (cash flows anuais subtraídos do valor de investimento inicial);  $t$  – Período de tempo;  $n$  – Número total de períodos da vida útil do projeto;  $i$  – Taxa de atualização ( $r$  se utilizados capitais próprios exclusivamente ou  $WACC$  se a empresa utilizar no financiamento do projeto capitais próprios e capitais alheios em diferentes proporções). Este indicador é utilizado quando há um risco associado na avaliação do projeto e, por isso, aceita-se quando o *payback* é menor do que o período de vida útil do projeto ( $n$ ).

## **6.6 ANÁLISE DO RISCO E DA INCERTEZA**

Uma das características associadas a um investimento real é a incerteza associada aos fluxos financeiros que serão gerados no futuro. A incerteza ocorre quando não se sabe o suficiente para antecipar o futuro do projeto no qual se está envolvido (Soares *et al.*, 2015).

Desta forma, consegue-se ultrapassar a incerteza com a noção do risco dado que, segundo Soares *et al.*, (2015, p. 30) “a incerteza está associada à existência de probabilidades de ocorrência futuras que são desconhecidas, enquanto o risco tem subjacentes estimativas de tais probabilidades”. O risco associa-se à probabilidade de um fluxo financeiro futuro não ocorrer da forma planeada e/ou estimada.

De seguida, para a análise de risco são explicados dois métodos diferentes:

### **a) Análise de sensibilidade**

São feitas estimativas otimistas e pessimistas sobre um grupo de variáveis, sendo estes importantes devido ao facto de apresentarem uma elevada incerteza que poderá ser importante na viabilidade do projeto. São parâmetros críticos como o tempo de construção e as despesas do investimento; os preços de venda e quotas de mercado; o preço das matérias-primas, energia e mão-de-obra (Oliveira, 2012).

Uma das formas de análise será o cálculo do VAL ou da TIR, após efetuada a alteração de parâmetros críticos, dependendo do que se deseja testar em termos de sensibilidade do projeto. Estes índices mencionados anteriormente são facilmente calculados com ferramentas computacionais como o *Excel* (Rosário, 2014).

### **b) Análise de cenários**

Segundo Neves (2002) a análise de cenário permite avaliar o impacto de variáveis críticas consoante três cenários: cenário otimista, pessimista e mais provável. O cenário pessimista resume-se ao pior resultado que o projeto pode obter no que toca às expectativas criadas, ou seja, assume as expectativas mais pessimistas que as variáveis críticas podem assumir. O cenário otimista é praticamente o inverso, origina os melhores resultados possíveis para o projeto, dentro do que está previsto. Por último, o cenário mais provável, como o próprio nome indica, permite obter resultados mais prováveis no que diz respeito ao projeto.

Como não há prós sem contras, estas análises apresentam aspetos negativos. Dado que o cenário otimista e pessimista são vistos como os extremos da situação, a probabilidade para que estes ocorram é relativamente baixa. Desta feita, a análise de risco, tendo por meio os diversos cenários, só faz sentido quando as probabilidades de ocorrência são idênticas. Se não, segundo Neves (2002), as análises podem resultar em interpretações equívocas.

## 7. METODOLOGIA E CASO DE ESTUDO

### 7.1 CARACTERÍSTICAS DO LOCAL

A implementação deste estudo será feita na cidade de Aveiro, cidade portuguesa localizada na região Centro com as seguintes características geográficas:

**Tabela 5** - Coordenadas geográficas de Aveiro<sup>7</sup>

Latitude	Longitude
40°38'N	08°39'W



**Fig. 15** - Localização geográfica da grande superfície (Adaptada de *Google maps*)

Para além da cidade, outros aspetos e características serão tidos em conta para a realização do dimensionamento.

<sup>7</sup> Disponível em: <http://pt.db-city.com/Portugal--Aveiro--Aveiro>, acedido a 20 de Abril.

## **7.2 RADIAÇÃO SOLAR EM AVEIRO**

Os valores obtidos da radiação solar na horizontal para a cidade de Aveiro foram facultados por um grupo de investigadores do Departamento de Física da Universidade de Aveiro, sendo registados num intervalo de 10 minutos. Os dados são referentes ao ano 2016 e estão presentes na tabela 6.

**Tabela 6** - Radiação solar na horizontal para a cidade de Aveiro em 2016<sup>8</sup>

Mês	Radiação solar global na horizontal (kWh m <sup>-2</sup> )
Janeiro	45,01
Fevereiro	72,30
Março	127,07
Abril	159,16
Maio	161,61
Junho	206,06
Julho	225,82
Agosto	181,83
Setembro	124,78
Outubro	102,19
Novembro	60,55
Dezembro	55,69

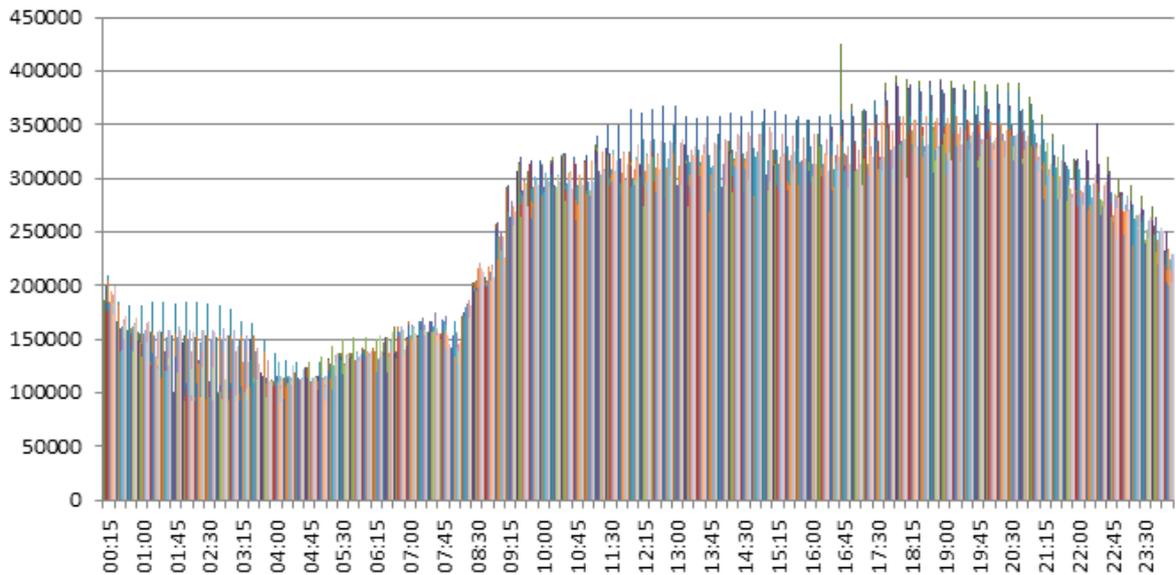
## **7.3 DIAGRAMA DE CARGAS E CONSUMOS**

O diagrama de cargas é essencial na determinação a potência do sistema fotovoltaico para suprir a necessidades energéticas do edifício.

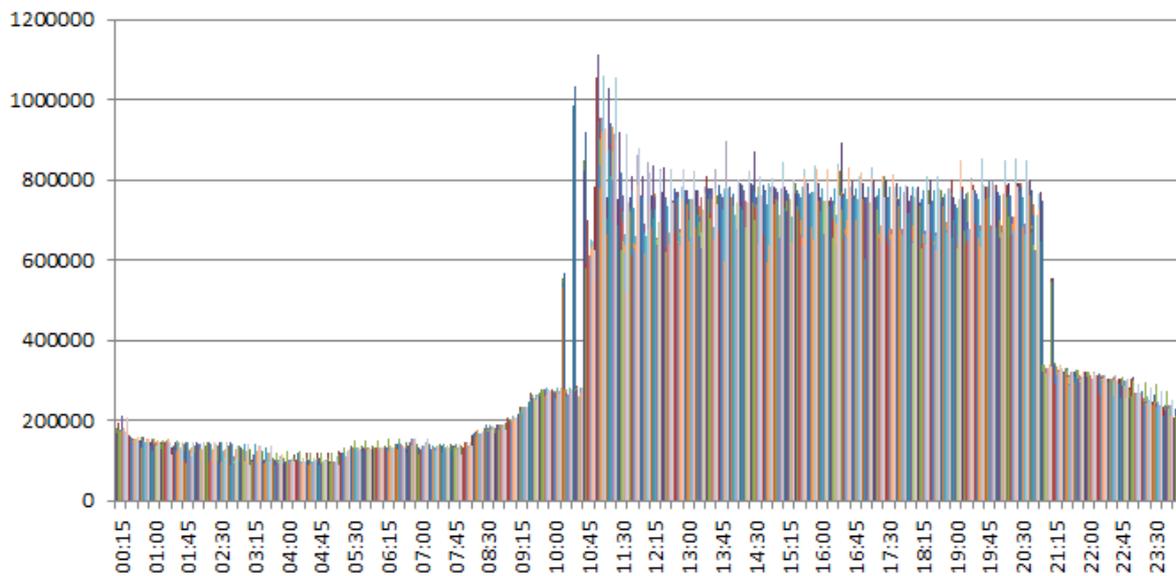
Segundo Coutada (2015), para a realização de um dimensionamento correto há que tomar conhecimento das condições contratuais do fornecimento de energia elétrica assim como o diagrama de cargas. A nível económico, é importante analisar as faturas elétricas e os respetivos consumos mensais e anuais.

Nas figuras 16 e 17 são mostrados os diagramas de cargas nos meses típicos do ano correspondentes a um mês de Verão e outro de Inverno. Isto para perceber as variações de necessidades energéticas da grande superfície em condições extremas do ano.

<sup>8</sup> Elaboração própria através dos dados fornecidos pelo Departamento de Física da Universidade de Aveiro.



**Fig. 16** - Diagrama de cargas (kW) referente ao mês de Janeiro (Dados fornecidos pela grande superfície).



**Fig. 17** - Diagrama de carga (kW) referente ao mês de Agosto (Dados fornecidos pela grande superfície)

Desta forma e analisando as figuras acima, há grande potencial em explorar a energia fotovoltaica para um sistema de 200 kW de potência, visto que a entidade possui elevados valores energéticos a partir da potência considerada anteriormente, como demonstra a figura 17, principalmente. De qualquer dos modos, serão estudados vários valores de potência para uma melhor otimização do sistema.

Relativamente aos dados contratuais, a grande superfície apresenta um ciclo horário semanal no qual existem 4 períodos horários (supervazio, vazio, cheias e pontas),

que variam segundo o dia da semana e o período de hora legal de verão e inverno, como é possível verificar na figura 18, segundo informação fornecida pela ERSE<sup>9</sup>.

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Fig. 18 - Ciclo semanal opcional para média tensão (ERSE)<sup>10</sup>

## 7.4 INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS

Um ângulo de inclinação ideal, para um sistema cujo objeto é aproveitar a energia do sol, varia dependendo das estações do ano e da localização geográfica. O ótimo seria que a radiação solar atingisse perpendicularmente a superfície do painel maximizando a quantidade da radiação solar e, conseqüentemente, a produção energética.

Para uma inclinação fixa, a dificuldade em otimizar o ângulo do painel com a horizontal prende-se com o facto de no Verão o Sol se encontrar mais alto e de Inverno acontecer o contrário. Na revisão da literatura foi possível verificar que Machado (2016) estudou 3 valores de inclinações ótimas com o objetivo de potenciar a energia recolhida pela superfície. A autora conclui que a inclinação ótima ( $\beta_{opt}$ ) para um painel fixo durante todo o ano, para a cidade de Aveiro, seria dada pela equação 25 (Landau, 2015):

<sup>9</sup> ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

<sup>10</sup> Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclopacionalosconsumidoresMATATMT.aspx>, acedido a 22 de Abril.

$$\beta_{opt} = 0,76 \phi + 3,1 \quad (25)$$

Em que  $\beta_{opt}$  – Inclinação ótima do painel (°) e  $\phi$  - Latitude do local (°).

## 7.5 INVERSOR

A principal função de um inversor consiste em estabelecer a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica. Converte a energia elétrica gerada pelos painéis, corrente contínua (CC), em corrente alternada (CA) sendo que tem uma segunda função de ajustar o sinal elétrico a frequências e tensões de rede adequadas.

Para o dimensionamento do inversor tem que se ter em conta a potência que se pretende atribuir no sistema. Desta forma, a potência do inversor é calculada pela equação 26 (GREENPRO, 2004):

$$0,7 \times P_{PV} < P_{m\acute{a}x}^{INV} < 1,2 \times P_{PV} \quad (26)$$

Onde  $P_{PV}$  – Potência da instalação (kW) e  $P_{m\acute{a}x}^{INV}$  – Potência máxima do inversor (kW).

## 7.6 NÚMERO MÁXIMO E MÍNIMO DE PAINÉIS

O número máximo e mínimo de painéis está diretamente relacionado com a temperatura máxima e mínima que estes podem suportar. Para o caso do máximo de módulo a instalar há que calcular, em primeiro lugar, a tensão em circuito aberto para a temperatura mínima admissível (-10°C) da seguinte forma (GREENPRO, 2004):

$$V_{OC(M\acute{o}dulo-10^{\circ}C)} = 1,14 \times V_{OC(STC)} \quad (27)$$

Em que  $V_{OC(M\acute{o}dulo-10^{\circ}C)}$  – Tensão em circuito aberto para a temperatura mínima admissível (V) e  $V_{OC(STC)}$  – Tensão em circuito aberto nas condições STC (*Standard Test Conditions*) (V).

A equação 27 é a fórmula geral para o cálculo da tensão para a temperatura mínima visto que na ficha técnica de alguns painéis fotovoltaicos esses valores não são fornecidos. O fator 1.14 aplica-se dado que essa tensão em circuito aberto pode sofrer uma alteração de 14% em relação às condições de referência STC (GREENPRO, 2004). Calculando o acima descrito, o número máximo de módulos ligados em série numa fileira é dado por (GREENPRO, 2004):

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x}^{INV}}{V_{OC(M\acute{o}dulo-10^{\circ}C)}} \quad (28)$$

Sendo  $N_{m\acute{a}x}$  – Número máximo de módulos ligados;  $V_{m\acute{a}x}^{INV}$  – Tensão CC máxima admissível no inversor (V); e  $V_{OC(M\acute{o}dulo-10^{\circ}C)}$  – Tensão de circuito aberto do módulo  temperatura de  $-10^{\circ}C$  (V).

Relativamente ao número mínimo de módulos, este é calculado para a situação correspondente a um valor de temperatura máxima de  $70^{\circ}C$ . Neste caso é preciso determinar a tensão para a temperatura máxima admissível e não havendo especificações detalhadas pode ser calculado, regra geral, da seguinte forma (GREENPRO, 2004):

$$V_{MPP(m\acute{o}dulo70^{\circ}C)} = 0,82 \times V_{OC(STC)} \quad (29)$$

Em que  $V_{MPP(M\acute{o}dulo70^{\circ}C)}$  – Tensão em circuito aberto para a temperatura máxima admissível (V) e  $V_{OC(STC)}$  – Tensão em circuito aberto nas condies STC (V).

Como na situação anterior, o fator 0,82 deve-se à queda de cerca de 18% da tensão MPP (Maximal Power Point)  temperatura de  $70^{\circ}C$  em relao às condies de referência STC. Desta forma, o número mínimo de módulos possíveis ligados em série é dado pela equao 30 (GREENPRO, 2004):

$$N_{m\acute{i}n} = \frac{V_{m\acute{i}n}^{INV}}{V_{MPP(M\acute{o}dulo70^{\circ}C)}} \quad (30)$$

Onde  $N_{m\acute{i}n}$  – Número mínimo de painéis numa fileira;  $V_{m\acute{i}n}^{INV}$  – Tensão mínima MPP de entrada no inversor (V); e  $V_{MPP(M\acute{o}dulo70^{\circ}C)}$  – Tensão MPP do módulo  temperatura de  $70^{\circ}C$  (V).

## **7.7 NÚMERO DE FILEIRAS**

Atendendo ao número máximo e mínimo de painéis é importante saber a quantidades de fileiras do sistema em estudo, uma vez que os inversores têm um número máximo de fileiras que pode suportar.

A determinao  obtida através do rácio entre corrente máxima do inversor e a corrente máxima da fileira (GREENPRO, 2004):

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{I_{m\acute{a}x}^{INV}}{I_{m\acute{a}x}^{fil}} \quad (31)$$

Em que  $N_{m\acute{a}x}$  – Número de fileiras;  $I_{m\acute{a}x}^{INV}$  – Corrente máxima do inversor (A); e  $I_{m\acute{a}x}^{fil}$  – Corrente máxima da fileira (A).

## 7.8 DISTÂNCIA ENTRE PAINÉIS

Os sombreamentos são de extrema importância para o bom funcionamento do sistema fotovoltaico. Para um melhor aproveitamento do recurso solar e, conseqüente produção de energia, estes terão que ser praticamente inexistentes e, por isso é preciso estudá-los. Para além disso, podem provocar atenuações que poderão pôr em causa a vida útil dos equipamentos (Pereira, 2015).

No entanto, num sistema fotovoltaico a distância entre as várias filas de painéis, também designado por *strings*, será importante calcular para atenuar esse efeito negativo. O esquema seguinte da figura 19 demonstra como pode ser calculada essa distância (Pereira, 2015).

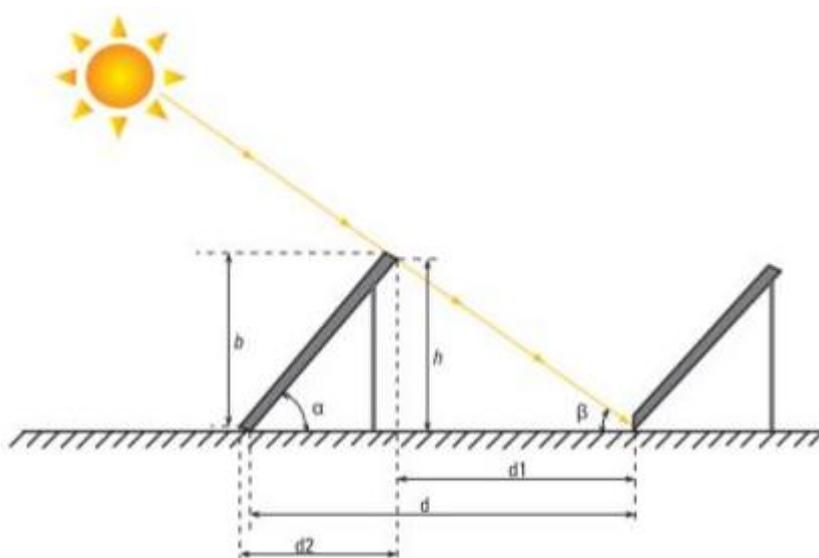


Fig. 19 – Distância entre as várias filas de painéis (Pereira, 2015, p.33).

Com o auxílio da figura 19, o cálculo é obtido por (Pereira, 2015):

$$d = b \times \left( \cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (32)$$

Em que  $d$  – Distância entre strings (m);  $b$  – Comprimento do painel (m);  $\alpha$  – Inclinação do painel ( $^{\circ}$ ); e  $\beta$  – ngulo de incidência mínimo, ou seja, a 22 de Dezembro ( $^{\circ}$ ).

## 7.9 TIPO DE PAINEL E INVERSOR

Como já foi referido no desenvolvimento deste trabalho, apesar dos painéis fotovoltaicos de silício monocristalino apresentarem uma maior eficiência, os de origem policristalino conseguem ser apeteceíveis no mercado devido ao custo de fabrico. Desta forma, para a escolha do painel fotovoltaico utilizou-se a base de dados do *RETScreen*<sup>11</sup>. Contudo, devido à dificuldade de obtenção de orçamentos, para o presente estudo, optou-se pela utilização do painel *Yingli YL250P 29b* de 250 W de potência. A figura 20 mostra as restantes características.

### CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Parâmetros Elétricos para STC							
Tipo de módulo			YLxxxP-29b (xxx=P <sub>max</sub> )				
Potência de saída	P <sub>max</sub>	W	260	255	250	245	240
Tolerância	ΔP <sub>max</sub>	W			0 / +5		
Eficiência do módulo	η <sub>L</sub>	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8
Tensão em P <sub>max</sub>	V <sub>mp</sub>	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidade em P <sub>max</sub>	I <sub>mp</sub>	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensão em circuito aberto	V <sub>oc</sub>	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Corrente de curto-circuito	I <sub>sc</sub>	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m<sup>2</sup> irradiância, temperatura do módulo de 25 ° C, AM1.5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3. Redução média de 3,3% de eficiência relativa de 200 W/m<sup>2</sup> de acordo com EN 60904-1.

Parâmetros Elétricos em Temperatura de Operação (NOCT)							
Potência de saída	P <sub>max</sub>	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensão em P <sub>max</sub>	V <sub>mp</sub>	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Corrente em P <sub>max</sub>	I <sub>mp</sub>	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensão em circuito aberto	V <sub>oc</sub>	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Corrente de curto-circuito	I <sub>sc</sub>	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

NOCT: operação do módulo em condições de circuito aberto com irradiância de 800/m<sup>2</sup> e temperatura ambiente de 20 ° C e de velocidade de vento de 1m/s.

Fig. 20 - Características do painel fotovoltaico<sup>12</sup>

Este tipo de painel de 250W apresenta uma eficiência de 15,4% mostrando um valor considerável para a sua utilização.

<sup>11</sup>RETScreen é um *software* destinado à análise de viabilidades de projetos de eficiência energética, energias renováveis e de cogeração assim como analisar o desempenho energético de projetos.

<sup>12</sup>Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-yingli-yl250p-29b-250wp.html>, acedido a 22 de Abril.

No que se refere ao inversor, optou-se pelo *Fronius Symo 20.0-3-M* com potência nominal de 20 kW e com eficiência de 97,9%. A sua escolha recaiu sobre a situação do orçamento, referida anteriormente, mas também tendo em conta a equação 26. A figura 21 ilustra as características do inversor escolhido.

<b>TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)</b>					
<b>INPUT DATA</b>	<b>SYMO 10.0-3-M</b>	<b>SYMO 12.5-3-M</b>	<b>SYMO 15.0-3-M</b>	<b>SYMO 17.5-3-M</b>	<b>SYMO 20.0-3-M</b>
Max. input current ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$ )	27.0 A / 16.5 A				33.0 A / 27.0 A
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )	40.5 A / 24.8 A				49.5 A / 40.5 A
Min. input voltage ( $U_{dc\ min}$ )			200 V		
Feed-in start voltage ( $U_{dc\ start}$ )			200 V		
Nominal input voltage ( $U_{dc\ n}$ )			600 V		
Max. input voltage ( $U_{dc\ max}$ )			1,000 V		
MPP voltage range ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )	270 - 800 V		320 - 800 V	370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPP trackers			2		
Number of DC connections			3+3		
<b>OUTPUT DATA</b>	<b>SYMO 10.0-3-M</b>	<b>SYMO 12.5-3-M</b>	<b>SYMO 15.0-3-M</b>	<b>SYMO 17.5-3-M</b>	<b>SYMO 20.0-3-M</b>
AC nominal output ( $P_{ac\ n}$ )	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Max. output current ( $I_{ac\ max}$ )	16.0 A	19.9 A	23.9 A	27.9 A	31.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 2 %				
Power factor ( $\cos\ \phi_{ac}$ )	0 - 1 ind. / cap.				

**Fig. 21 - Características do inversor<sup>13</sup>**

## 7.10 ENERGIA PRODUZIDA PELO SISTEMA

Visto que o presente estudo se enquadra numa grande superfície, Colmenar-Santos et al. (2016), analisando o potencial fotovoltaico nos centros comerciais, definiram que a energia gerada é determinada pela equação 33:

$$E_{prod} = G_T \times A_{PV} \times \eta \times PR \quad (33)$$

Onde  $E_{prod}$  – Energia produzida pelo sistema (kWh);  $G_T$  –Radiação total anual incidente numa superfície inclinada (kWh m<sup>-2</sup>);  $A_{PV}$  – Área da sistema fotovoltaico (m<sup>2</sup>);  $\eta$  – Eficiência dos painéis fotovoltaicos; e  $PR$  – Taxa de desempenho da instalação.

A taxa de desempenho de instalações fotovoltaicas representa as perdas gerais relacionadas com um sistema fotovoltaico. Esta está compreendida entre 0% e 90% segundo Reich et al. (2012). Mesmo assim, sendo realistas as taxas acima dos 90%, os mesmo, em 2010, obtiveram valores na ordem dos 84%, que será o valor considerado.

<sup>13</sup> Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/inversor-fronius-symo-20-0-3-m-20000w.html>, acessado a 22 de Abril.

### ***7.11 PREÇO DO SISTEMA SOLAR***

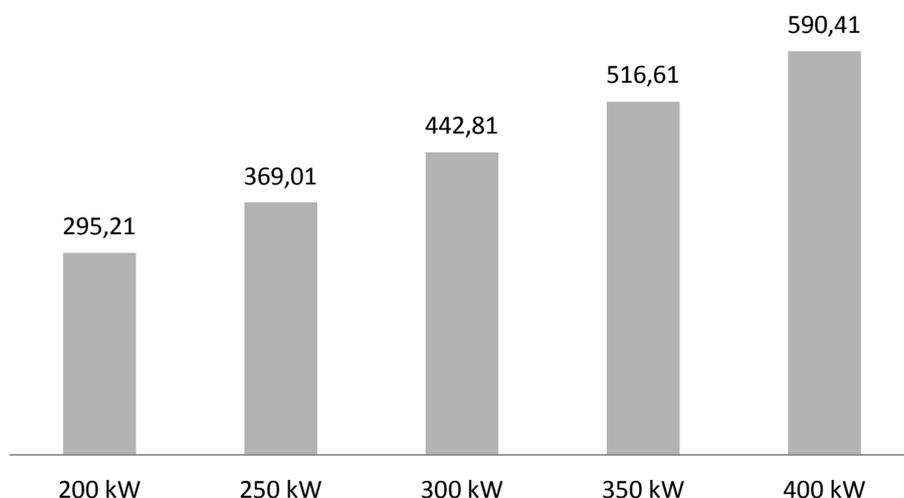
Atendendo à dificuldade encontrada na pesquisa de preços reais e na obtenção de orçamentos, conseguiu-se apurar preços unitários de painéis (250 W) no valor de 259 € e de inversores (20 kW) na casa dos 8 037 €. Estes valores, obtidos do NeoSolar, são importantes para o cálculo do investimento inicial necessário do projeto.

## 8. RESULTADOS DO CASO DE ESTUDO

Neste capítulo são descritos, analisados e comparados os resultados obtidos nos versos cenários considerados. Pretende-se estudar a viabilidade nas duas diferentes formas de unidades de produção, e dentro dessas, comparar as diferentes potências instaladas com o objetivo de maximizar a viabilidade do projeto.

Os estudos serão feitos tomando como ponto de partida os 200 kW, potência considerada como de referência. No que toca às UPAC analisar-se-á até aos 400 kW de potência instalada, assumindo um intervalo de 50 kW. Relativamente às UPP, apenas serão estudadas as potências de 200 kW e 250 kW, dado que este último valor é o limite máximo permitido para o tipo de produção em estudo.

Consultando a equação 33 que se refere à energia produzida pelo sistema, o gráfico 1 retrata essa energia em função de diferentes potências instaladas. Reforça-se que apenas a área relativa à superfície fotovoltaica é variável.



**Gráfico 1** - Energia produzida anualmente (MWh) pela instalação considerando diferentes potências instaladas.

A produção de energia é apenas dependente de uma variável e, por isso, é de prever uma maior produção para o maior valor de potência instalada. Analisando o gráfico acima pode-se verificar o esperado, obtendo, para uma potência instalada de 400 kW, uma produção perto dos 490 MWh/ano, no caso do autoconsumo. No outro tipo de produção, o maior valor que se poderá obter será 369 MWh/ano que corresponde a uma potência de 250 kW. A radiação utilizada teve por base a equação 8 admitindo um ângulo de inclinação de  $33,5^\circ$  calculado pela equação 25. Com isto, obteve-se uma radiação anual na ordem dos  $1771 \text{ kWh m}^{-2}$  para a cidade de Aveiro, sendo um valor aceitável

visto que o manual GREENPRO de Energia Solar Térmica estabelece valores de radiação entre os 1400 e os 1800 kWh m<sup>-2</sup>.

Depois de analisados os dados de produção e a conseqüente redução de consumo energético, procedeu-se ao cálculo da poupança de custos no que se refere à faturação anual com a UPAC instalada para diferentes potências, como se pode verificar na tabela 7.

**Tabela 7 - Poupança de custos com a implementação da UPAC.**

$P_{inst}$ (kW)	Custos com PV (€)	Redução de custo (€)
200	229 143,54	73 281,15
250	223 496,10	78 928,59
300	220 605,59	81 819,10
350	217 715,08	84 709,61
400	214 931,62	87 493,07

A grande superfície tinha um gasto energético anual de, aproximadamente, 302 000€. Com a instalação do sistema PV existe uma redução de custos como é demonstrado na tabela 7. Esses foram simulados tendo em conta as tarifas pagas nos diferentes horários e a quantidade de energia consumida.

Tal como o antecedido, a maior redução de custo, com cerca de 29%, é conseguida para a potência instalada de 400 kW ao passo que o menor valor corresponde a cerca de 24%, custo a rondar os 73 000€.

As UPAC com potência superior a 1,5 kW e com ligação à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal. A tabela 8 indica os valores referentes às compensações sendo estas calculadas com o auxílio da equação 17.

**Tabela 8 – Compensação mensal a pagar num período de 10 anos.**

$P_{inst}$ (kW)	Compensação mensal (€)
200	211,26
250	264,08
300	316,89
350	369,71
400	422,52

Estes valores foram calculados considerando o  $V_{CIEG}$  correspondente ao nível de fornecimento MT da figura 14 e o  $k_t$  assumindo como 30% dos CIEG visto que a potência instalada acumulado no SEN não ultrapassa os 3% para qualquer das potências de instalação analisadas.

**Tabela 9** - Preço anual da energia vendida à rede com a implementação da UPP.

$P_{inst}$ (kW)	Preço energia (€)
200	28 044,95
250	34 209,50

Com a venda da energia produzida com o sistema fotovoltaico, com uma tarifa de 95€/MWh, consegue-se valores da ordem dos 28 044,95€ e 34 209,50€ para potências de 200 kW e 250 kW, respetivamente.

Referente ao valor das taxas de registo, pode-se observar nas tabelas 10 e 11 os preços para as UPAC e UPP, respetivamente, consoante a potência instalada e a injeção ou não de potência na rede.

**Tabela 10** - Taxas de registo para UPAC sem injeção de potência na rede.

$P_{inst}$ (kW)	Taxa de registo (€)
200 - 250	300
250 - 500	500

**Tabela 11** - Taxas de registo para UPP com injeção de potência na rede.

$P_{inst}$ (kW)	Taxa de registo (€)
200 - 250	500

Na análise económica do projeto, aquando da determinação da taxa de atualização, resultante dos documentos contabilísticos Balanço e Demonstração de Resultados (2012-2015), fornecidos pela grande superfície, verificou-se que a entidade não apresentava valor de capital próprio. De igual forma, averiguou-se a inexistência de dívidas e de pagamentos de juros. Por inexistência de informação é impossível a aplicação da equação 20 referente ao custo do capital alheio. Para além disto, a não apresentação de resultados líquidos levou à impossibilidade da obtenção da taxa de imposto necessária para a determinação de WACC.

Atendendo à limitação de informação, assume-se como taxa de atualização (credível) a aplicar no projeto o custo do capital próprio, tendo por base o valor médio obtido pelo quadro do setor da Central de Balanços do Banco de Portugal<sup>14</sup>. Assim, adotar-se-á uma taxa na ordem dos 6,39%, de acordo com os dados recolhidos como custo médio do capital próprio do setor de atividade da empresa. Taxa essa referente ao ano de 2015 considerando o setor de Administração de Condomínios, CAE 68322<sup>15</sup>. Apesar de não ser consensual, e dadas as limitações em termos de valores contabilísticos que nos permitissem calcular a WACC foi necessário assumir apenas um

<sup>14</sup> <https://www.bportugal.pt/qesweb/UI/QSApplication.aspx>, acedido a 3 maio de 2017.

<sup>15</sup> Averiguou-se que a empresa estava registada segundo este CAE.

custo de capital próprio. Inicialmente considerou-se uma taxa de atualização  $r$ , ou seja, considerando que a empresa financiaria a totalidade do investimento no projeto recorrendo somente a capitais próprios.

Ainda na avaliação económico-financeira e para o cálculo do *cash flows* é necessário considerar a taxa de inflação, medidas pelo Índice Harmonizado dos Preços no Consumidor (IHPC). Tendo em conta as previsões económicas efetuadas pelo Banco de Portugal<sup>16</sup> até ao ano de 2019 os valores assumidos são os constantes na figura 22.

		2017 (p)	2018 (p)	2019 (p)
Índice harmonizado de preços no consumidor	 Portugal	1,6	1,5	1,5

**Fig. 22** - Projeções económicas do Banco de Portugal referentes à taxa de inflação (Adaptado de Banco de Portugal, 2016)

Por outro lado, existirá uma análise dos fluxos de caixas em que o fator acima descrito acima não entrará nos cálculos, isto para perceber a influência desta taxa nos *cash flows*. Regra geral, a determinação dos *cash flows* (CF) é baseado no estudo efetuado por Guimarães (2016). Em relação à UPAC seguiu-se pela seguinte fórmula:

$$CF = \text{Poupança (€)} - \text{Compensação (€)} - \text{Taxa de registo (€)} - \text{Taxa de inspeção} \quad (32)$$

Neste cálculo foi tido em conta uma taxa de inspeção considerada de 10 em 10 anos assim como uma compensação a pagar contabilizada nos primeiros 10 anos de vida do projeto, o registo assumiu-se só no primeiro ano do investimento.

No que diz respeito à UPP, determinou-se os *cash flows* pela equação 33:

$$CF = \text{Receita (€)} - \text{Taxa de registo (€)} - \text{Taxa de inspeção (€)} \quad (33)$$

A receita é referente à multiplicação da tarifa utilizada neste tipo de energia pela quantidade de energia vendida, os restantes parâmetros são considerados igualmente como os anteriores.

Posteriormente, os valores dos fluxos de caixa de ambos os casos são atualizados considerando um determinado investimento inicial, dependente da potência instalada. O projeto em análise tem um período de vida útil de 25 anos que é considerado o valor de garantia de eficiência de um painel fotovoltaico.

De salientar que se considerou uma diminuição anual da produtividade do sistema de 0,7%/ano, seguindo o assumido por Jordan e Kurtz (2012). Não foram, contudo, considerados custos relacionados com a operação e manutenção, visto que este tipo de

<sup>16</sup> Disponível em: <https://www.bportugal.pt/page/projecoes-economicas>

sistema apresenta valores de garantia consideráveis e, por isso, os cuidados a ter com a manutenção não serão significativos.

Posteriormente à determinação da viabilidade do projeto, será feita uma análise de diferentes cenários onde são apresentados os indicadores financeiros nas diferentes potências, considerando a WACC acima mencionada (simulando diferentes proporções), tal como a degradação da produtividade.

No que se segue apresentar-se-á os indicadores de viabilidade económica, VAL, TIR e *payback period*, utilizando diferentes valores de potência da UPAC inicialmente e sem considerar a taxa de inflação. Os primeiros resultados apresentam-se na tabela 12, e as restantes tabelas referem-se a diferentes valores de potência.

**Tabela 12** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 200 kW de potência.

<b>TIR</b>	23%
<b>VAL</b>	2 030 213,20 €
<b>Payback</b>	3,59 anos

Em jeito de análise da tabela 12, verifica-se que estes valores traduzem excelentes perspetivas para o projeto. Contudo, não se pode esquecer que estes indicadores não têm em consideração a taxa de inflação, ou seja, estão a ser estudados num cenário pouco realista.

**Tabela 13** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 250 kW de potência.

<b>TIR</b>	18%
<b>VAL</b>	1 516 290,64 €
<b>Payback</b>	5,54 anos

Com esta potência aplicada de 250 kW, o projeto começa a gerar retorno a partir dos 5 anos e 6 meses, aproximadamente. Ainda assim, o VAL e a TIR apresentam valores bastantes satisfatórios. Segundo a tabela 13, a potência considerada será uma boa hipótese de investimento, tendo sempre em conta o que foi mencionado anteriormente sobre a inflação.

**Tabela 14** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 300 kW de potência.

<b>TIR</b>	12%
<b>VAL</b>	679011,78 €
<b>Payback</b>	6,79 anos

Da mesma forma que os valores da tabela 13, com 300 kW de potência, o projeto apresenta números interessantes para um futuro investimento. Ainda assim, em termos

de comparação, este cenário mostra-se menos vantajoso como se comprova no retorno que é obtido ao fim de, aproximadamente, 6 anos e 10 meses.

**Tabela 15** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 350 kW de potência.

<b>TIR</b>	6%
<b>VAL</b>	-48 621,07 €
<b>Payback</b>	7,90 anos

Aplicando ao sistema uma potência de 350 kW, o lucro começa a ser gerado ao fim de 7 anos e 11 meses, aproximadamente. Os restantes indicadores não dão boas condições para um bom investimento.

**Tabela 16** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 400 kW de potência.

<b>TIR</b>	3%
<b>VAL</b>	-806 869,53 €
<b>Payback</b>	9,15 anos

Esta possibilidade de projeto não será recomendável visto que o valor da TIR se encontra abaixo do valor da taxa de atualização ( $r$  – custo do capital próprio), de 6,39%, admitida para o projeto. Por outro lado, o valor negativo do VAL traduz um retorno negativo para este investimento.

Após terem sido apurados os indicadores de rentabilidade económico-financeira para o projeto considerando a UPAC, são agora apresentados os mesmos valores de potência de 200 kW e 250 kW e os indicadores obtidos considerando a UPP.

**Tabela 17** - Indicadores financeiros para uma UPP de 200 kW de potência.

<b>TIR</b>	-
<b>VAL</b>	-1 693 034,40€
<b>Payback</b>	19,10 anos

**Tabela 18** - Indicadores financeiros para uma UPP de 250 kW de potência.

<b>TIR</b>	-
<b>VAL</b>	-2 127 307,04 €
<b>Payback</b>	19,65 anos

Relativamente às tabelas 17 e 18 os resultados obtidos apontam para a não-aceitação do projeto, ou seja, que não se deve proceder a este investimento, com esta capacidade instalada. É impossível o cálculo da TIR devido aos *cash flows* negativos. Os *payback's* atingidos denotam a baixa viabilidade deste tipo de unidade de produção, e seriam necessários entre 19 e 20 anos para recuperar o investimento inicial.

Face aos valores dos indicadores de viabilidade económica e financeira anteriores, desta vez os cenários são calculados tendo em conta a taxa de inflação. Visto

que os valores conseguidos são de 2017, com um taxa de 1,6%, e previsões de 2018 e 2019, com taxas de 1,5%, então assumiu-se que no primeiro ano do investimento a taxa seria igual à de 2017 e até ao final dos 25 anos (garantia de linear do painel considerado), a inflação manter-se-ia constante nos 1,5%. Dadas as condições referidas procedeu-se novamente aos cálculos dos indicadores de viabilidade económica e financeira para a UPAC a diferentes potências.

**Tabela 19** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 200 kW de potência.

<b>TIR</b>	13%
<b>VAL</b>	271 059,08 €
<b>Payback</b>	5,61

A influência da inflação é evidente na viabilidade de um projeto e os dados da tabela 19 são demonstrativos. Quando não se tinha em conta a inflação, a TIR tomava um valor de 23%, agora desceu para 13%. O mesmo acontece com o *payback* que será alcançado 2 anos mais tarde. Ainda assim as conclusões mostram que seria vantajoso este investimento.

**Tabela 20** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 250 kW de potência.

<b>TIR</b>	10%
<b>VAL</b>	73 514, 04 €
<b>Payback</b>	6,60 anos

Tal como referido anteriormente, para a UPAC e considerando 250 kW de potência, este é um dos cenários que reúne boas condições financeiras. Tendo uma potência de 250 kW, a TIR é superior à taxa de atualização, que é uma condição que favorece o investimento. Outra que remete para um bom projeto é o facto de o retorno ser atingido rapidamente (6,6 anos) face aos 25 anos de vida útil. Ainda assim, a UPAC anterior consegue alcançar valores mais elevados.

**Tabela 21** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 300 kW de potência.

<b>TIR</b>	4%
<b>VAL</b>	-746 870,43 €
<b>Payback</b>	8,47 anos

Para uma potência de 300 kW, esta situação não revela boas condições para um possível investimento.

**Tabela 22** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 350 kW de potência.

<b>TIR</b>	0%
<b>VAL</b>	-1 469 253,52 €
<b>Payback</b>	10,37 anos

Esta situação dos 350 kW de potência não deixa qualquer dúvida quanto à sua tomada de decisão. Pode-se observar que apresenta valores de TIR e VAL não aconselháveis ao investimento e que por isso se traduzem em rejeição da implementação do projeto. Provavelmente, a partir deste cenário, todas as opções que poderiam ser consideradas não terão condições para ser um projeto rentável. Uma das questões que poderá estar diretamente relacionada, para além da inflação, é certamente o elevado investimento inicial que cada uma destas potências exige.

**Tabela 23** - Indicadores financeiros para uma UPAC de 400 kW de potência.

<b>TIR</b>	-5%
<b>VAL</b>	-2 308 574,10 €
<b>Payback</b>	12,71 anos

Analisando este cenário presente na tabela 23, apercebe-se facilmente que não terá os requisitos necessários para o avançar do projeto. Tal como o esperado, apresentam TIR e VAL negativos, o que não é recomendável. Ainda assim, apresenta um *payback* de 12 anos e 8 meses.

**Tabela 24** - Indicadores financeiros para uma UPP de 200 kW de potência.

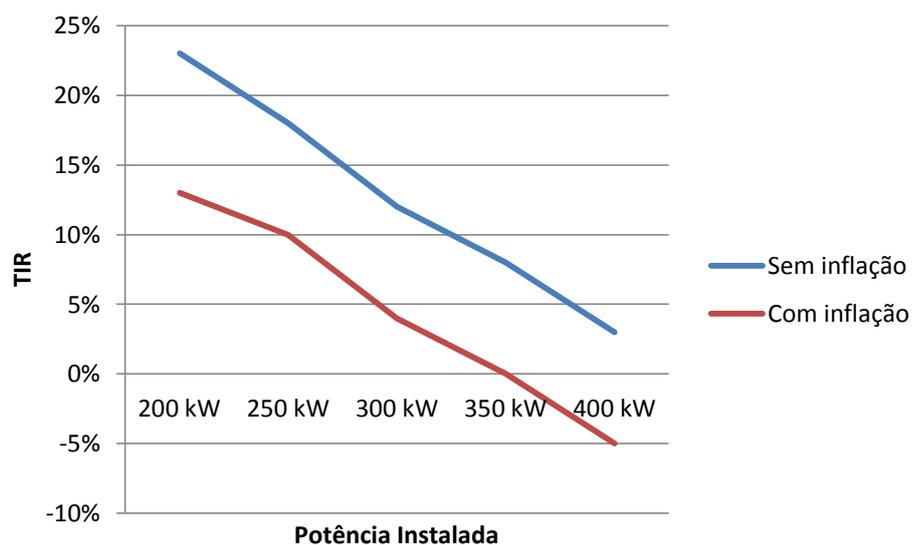
<b>TIR</b>	10%
<b>VAL</b>	741 027,60€
<b>Payback</b>	11,23 anos

**Tabela 25** - Indicadores financeiros para uma UPP de 250 kW de potência.

<b>TIR</b>	10%
<b>VAL</b>	841 785,22 €
<b>Payback</b>	11,34 anos

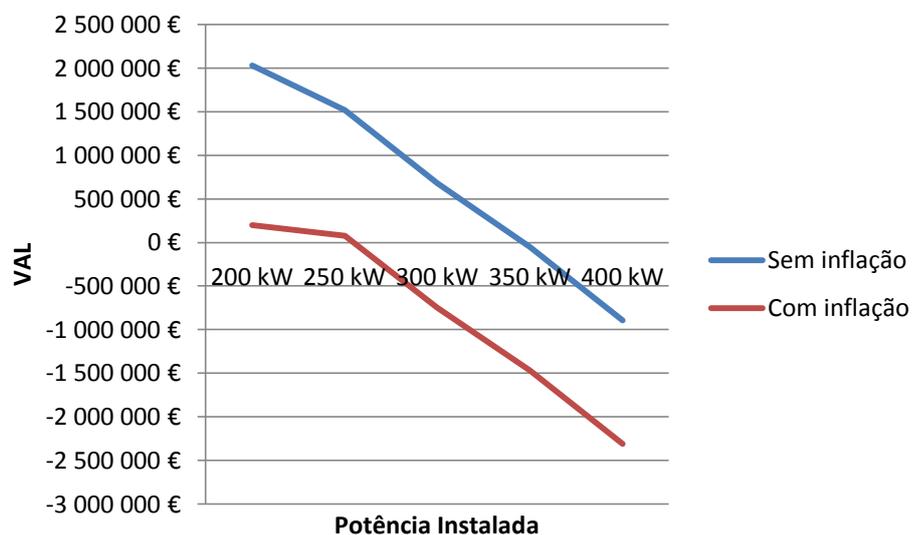
No caso das UPP, sob a ação da inflação, os indicadores apresentam valores semelhantes para qualquer das duas hipóteses acima. Ainda assim, são cenários onde são dadas condições para um bom investimento.

Em jeito de resumo, os gráficos seguintes mostram a influência da inflação nos resultados da TIR, do VAL e do *payback*, para as diferentes potências na UPAC.



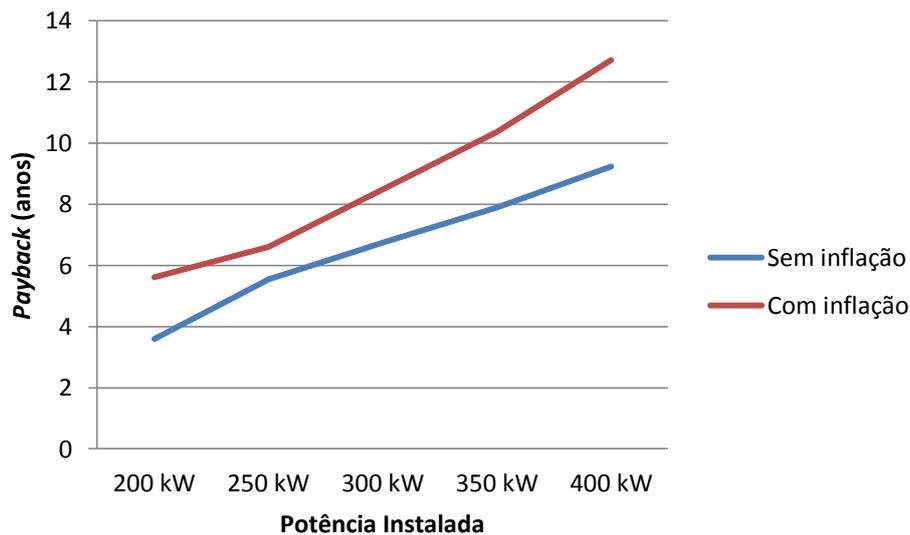
**Gráfico 2** - Variação da TIR perante a inflação nas UPAC.

Observa-se que com a existência de inflação os resultados são ligeiramente piores. É de notar que a TIR para a potência de 200 kW sobressai em comparação com as restantes.



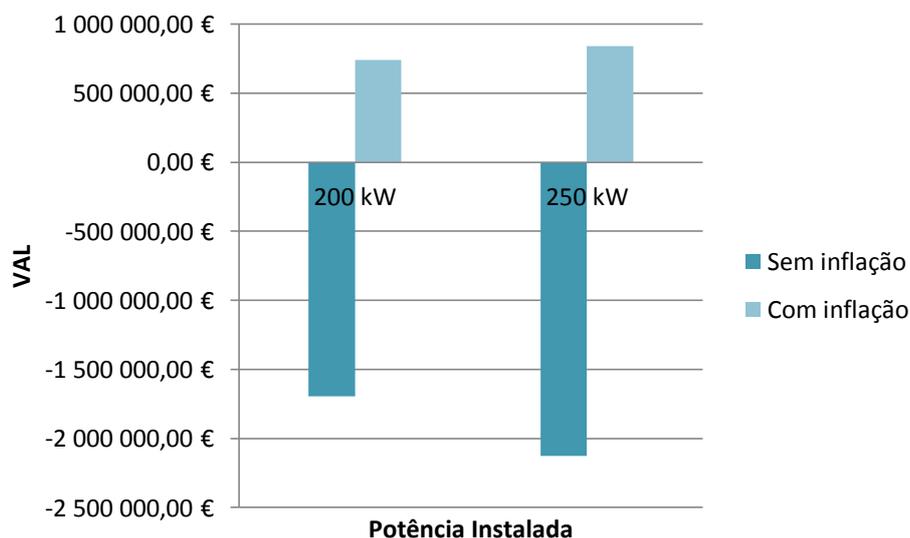
**Gráfico 3** - Variação do VAL perante a inflação nas UPAC.

Analisando o gráfico 3, facilmente se percebe que há uma maior variação no VAL quando a inflação é contabilizada. Da mesma forma que a TIR, o VAL apresenta valores consideráveis com uma UPAC de 200 kW de potência.



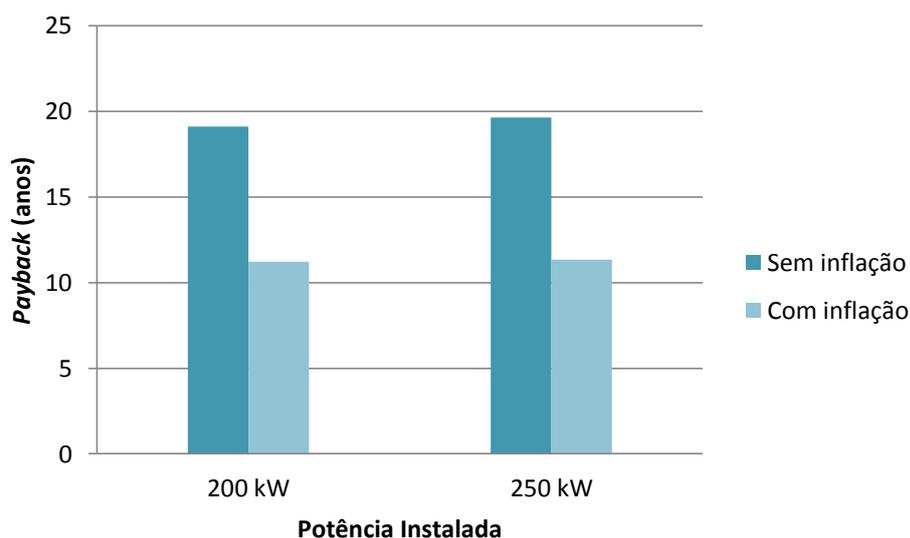
**Gráfico 4** - Variação do *Payback* perante a inflação nas UPAC

Relativamente ao *payback*, o melhor para um investimento é que este apresente valores baixos para que o retorno seja alcançado o mais depressa possível. Sendo assim, valores mais baixos são encontrados com a potência de 200 kW.



**Gráfico 5** - Variação do VAL perante a inflação nas UPP.

Visto que a TIR, neste tipo de unidade de produção, se mantinha constante, optou-se por não se analisar. Quanto ao VAL nas Unidades de Pequena Produção estudadas pode-se concluir que a inflação terá uma influência tremenda. Contabilizando essa taxa, a tarifa que é paga pela venda da energia subirá o que corresponde a que os valores do VAL sejam maiores nesse caso.



**Gráfico 6** - Variação do *payback* perante a inflação nas UPP.

Pode-se concluir com a análise do gráfico 6 que o *payback*, sem a inclusão da taxa de inflação, será desapropriado para este tipo de investimento. Em termos comparativos, os retornos são semelhantes para qualquer potência considerada.

Ainda neste campo da análise de cenários, visto que a entidade não apresenta capital próprio, simulou-se vários pressupostos possíveis com o objetivo de perceber a influência da variação da WACC consoante diferentes frações de capital próprio sobre o ativo e de passivo sobre o ativo. Para isso, atendendo à equação 21, definiu-se  $r = 6,39\%$  segundo o quadro do setor da Central de Balanços do Banco de Portugal,  $i = 6,26\%$ , utilizando a TAEG (Taxa Anual de Encargos Efetiva Global) da solução caixa empresas energias renováveis da Caixa Geral de Depósitos (Rodrigues, 2016), e  $t = 21\%$  sendo esta a taxa de IRC<sup>17</sup> (Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas) aplicado a entidades residentes no Continente no ano de 2016.

<sup>17</sup> Disponível em: <http://www.pwc.pt/pt/pwcinforfisco/guia-fiscal/2016/irc/taxas-de-irc.html>

**Tabela 26** - Variação da taxa de atualização na UPAC de 200 kW de potência.

$\frac{E}{E+D}$	$\frac{D}{E+D}$	Taxa de atualização (i)	TIR	VAL	Payback
0	1	4,95%	15%	827 271,92 €	5,30
0,1	0,9	5,09%	15%	763 365,20 €	5,33
0,2	0,8	5,23%	15%	701 804,55 €	5,36
0,3	0,7	5,38%	14%	638 349,15 €	5,39
0,4	0,6	5,52%	14%	581 369,28 €	5,42
0,5	0,5	5,67%	14%	522 629,88 €	5,45
0,6	0,4	5,81%	14%	469 879,73 €	5,48
0,7	0,3	5,96%	13%	415 495,70 €	5,52
0,8	0,2	6,10%	13%	366 652,51 €	5,55
0,9	0,1	6,25%	13%	316 292,18 €	5,58

Face aos valores da tabela 26, facilmente se percebe que o investimento pode-se tornar rentável adotando qualquer WACC. Mesmo assim, o investimento depender totalmente do capital próprio ou totalmente do capital alheio não trará grandes diferenças.

**Tabela 27** - Variação da taxa de atualização na UPAC de 250 kW de potência.

$\frac{E}{E+D}$	$\frac{D}{E+D}$	Taxa de atualização (i)	TIR	VAL	Payback
0	1	4,95%	12%	777 898,57 €	6,17 anos
0,1	0,9	5,09%	12%	695 654,07 €	6,21 anos
0,2	0,8	5,23%	12%	616 725,42 €	6,25 anos
0,3	0,7	5,38%	12%	535 682,21 €	6,30 anos
0,4	0,6	5,52%	11%	463 190,81 €	6,34 anos
0,5	0,5	5,67%	11%	388 749,44 €	6,38 anos
0,6	0,4	5,81%	11%	285 027,57 €	6,42 anos
0,7	0,3	5,96%	11%	253 766,13 €	6,46 anos
0,8	0,2	6,10%	10%	192 580,97 €	6,51 anos
0,9	0,1	6,25%	10%	129 739,17 €	6,55 anos

Pode-se observar que para uma potência de 250 kW, o *payback* não sofre grandes alterações assim como a TIR que apenas diminui em 2%, com o aumento da referida taxa. Como já foi referido anteriormente, independentemente da taxa adotada, este investimento terá probabilidades de ser rentável.

**Tabela 28** - Variação da taxa de atualização na UPAC de 300 kW de potência.

$\frac{E}{E+D}$	$\frac{D}{E+D}$	Taxa de atualização (i)	TIR	VAL	Payback
0	1	4,95%	4%	-117 731,30 €	7,77 anos
0,1	0,9	5,09%	4%	-192 405,88 €	7,83 anos
0,2	0,8	5,23%	4%	-263 811,94 €	7,89 anos
0,3	0,7	5,38%	4%	-336 851,37 €	7,95 anos
0,4	0,6	5,52%	4%	-401 928,06 €	8,02 anos
0,5	0,5	5,67%	3%	-468 487,55 €	8,09 anos
0,6	0,4	5,81%	3%	-527 784,74 €	8,16 anos
0,7	0,3	5,96%	3%	-588 426,03 €	8,24 anos
0,8	0,2	6,10%	3%	-642 443,66 €	8,32 anos
0,9	0,1	6,25%	2%	-697 677,59 €	8,40 anos

Tal como acontece com as simulações anteriores, esta conduz às mesmas conclusões. Quanto maior a taxa de atualização piores são os resultados apresentados pelos indicadores financeiros.

**Tabela 29** - Variação da taxa de atualização na UPAC de 350 kW de potência.

$\frac{E}{E+D}$	$\frac{D}{E+D}$	Taxa de atualização (i)	TIR	VAL	Payback
0	1	4,95%	3%	-903 100,91 €	9,31 anos
0,1	0,9	5,09%	3%	-971 508,18 €	9,41 anos
0,2	0,8	5,23%	2%	-1 036 668,84 €	9,51 anos
0,3	0,7	5,38%	2%	-1 103 045,37 €	9,61 anos
0,4	0,6	5,52%	2%	-1 161 933,71 €	9,71 anos
0,5	0,5	5,67%	1%	-1 221 899,06 €	9,82 anos
0,6	0,4	5,81%	1%	-1 275 078,61 €	9,93 anos
0,7	0,3	5,96%	1%	-1 329 207,87 €	10,04 anos
0,8	0,2	6,10%	0%	-1 377 189,89 €	10,14 anos
0,9	0,1	6,25%	0%	-1 426 004,93 €	10,26 anos

Para qualquer uma das taxas simuladas não há perspectivas de um bom investimento, dado que a taxa interna de rentabilidade é sempre inferior à taxa de atualização. Além disso, a TIR apresenta resultados nulos a partir da taxa de atualização igual a 6,10%.

**Tabela 30** - Variação da taxa de atualização na UPAC de 400 kW de potência.

$\frac{E}{E+D}$	$\frac{D}{E+D}$	Taxa de atualização (i)	TIR	VAL	Payback
0	1	4,95%	-1%	-1 826 838,12 €	11,12 anos
0,1	0,9	5,09%	-2%	-1 886 600,87 €	11,24 anos
0,2	0,8	5,23%	-2%	-1 943 208,71 €	11,38 anos
0,3	0,7	5,38%	-2%	-2 000 524,68 €	11,52 anos
0,4	0,6	5,52%	-3%	-2 051 053,88 €	11,66 anos
0,5	0,5	5,67%	-3%	-2 102 168,32 €	11,81 anos
0,6	0,4	5,81%	-3%	-2 147 186,00 €	11,96 anos
0,7	0,3	5,96%	-4%	-2 192 677,02 €	12,14 anos
0,8	0,2	6,10%	-4%	-2 232 696,59 €	12,32 anos
0,9	0,1	6,25%	-5%	-2 273 087,67 €	12,52 anos

Pela tabela 30 se conclui que, independentemente da variação da taxa de atualização, o projeto não será viável, tendo em conta os valores obtidos pela TIR e pelo VAL.

**Tabela 31** - Variação da taxa de atualização na UPP de 200 kW de potência.

$\frac{E}{E+D}$	$\frac{D}{E+D}$	Taxa de atualização (i)	TIR	VAL	Payback
0	1	4,95%	12%	2 513 693,08 €	10,51 anos
0,1	0,9	5,09%	12%	2 292 570,58 €	10,58 anos
0,2	0,8	5,23%	12%	2 083 656,39 €	10,65 anos
0,3	0,7	5,38%	12%	1 872 591,69 €	10,72 anos
0,4	0,6	5,52%	12%	1 686 837,40 €	10,79 anos
0,5	0,5	5,67%	11%	1 499 155,34 €	10,87 anos
0,6	0,4	5,81%	11%	1 333 967,93 €	10,94 anos
0,7	0,3	5,96%	11%	1 167 056,53 €	11,02 anos
0,8	0,2	6,10%	11%	1 020 143,77 €	11,08 anos
0,9	0,1	6,25%	10%	871 693,30 €	11,16 anos

Considerando-se novamente a UPP, este cenário da tabela 31 indica que seria um investimento interessante e rentável, dada a superioridade da TIR em relação à taxa de atualização. Em relação ao *payback*, tendo em conta os 25 anos de vida útil do projeto, o número de anos indicativos de recuperação do investimento inicial são superiores quando comparados com as melhores situações já vistas anteriormente, embora não sejam totalmente negativos para o projeto.

**Tabela 32** - Variação da taxa de atualização na UPP de 250 kW de potência.

$\frac{E}{E + D}$	$\frac{D}{E + D}$	Taxa de atualização (i)	TIR	VAL	Payback
0	1	4,95%	12%	2 995 510,89 €	10,62 anos
0,1	0,9	5,09%	12%	2 726 702,94 €	10,69 anos
0,2	0,8	5,23%	12%	2 472 767,30 €	10,76 anos
0,3	0,7	5,38%	12%	2 216 251,67 €	10,83 anos
0,4	0,6	5,52%	11%	1 990 527,91 €	10,91 anos
0,5	0,5	5,67%	11%	1 762 494,20 €	10,98 anos
0,6	0,4	5,81%	11%	1 561 821,36 €	11,05 anos
0,7	0,3	5,96%	11%	1 359 085,53 €	11,13 anos
0,8	0,2	6,10%	10%	1 180 669,43 €	11,20 anos
0,9	0,1	6,25%	10%	1 000 416,07 €	11,27 anos

Os resultados obtidos numa UPP com 250 kW de potência não são desfavoráveis a um investimento mas ao comparar com a tabela 31 apercebe-se que os indicadores económico-financeiros apresentam uma diferença para pior, embora não muito significativa. Contudo, ao analisar os cenários anteriores, incluindo as UPAC, esta não será a solução mais apelativa para implementação do sistema fotovoltaico principalmente devido aos valores de anos de amortização.

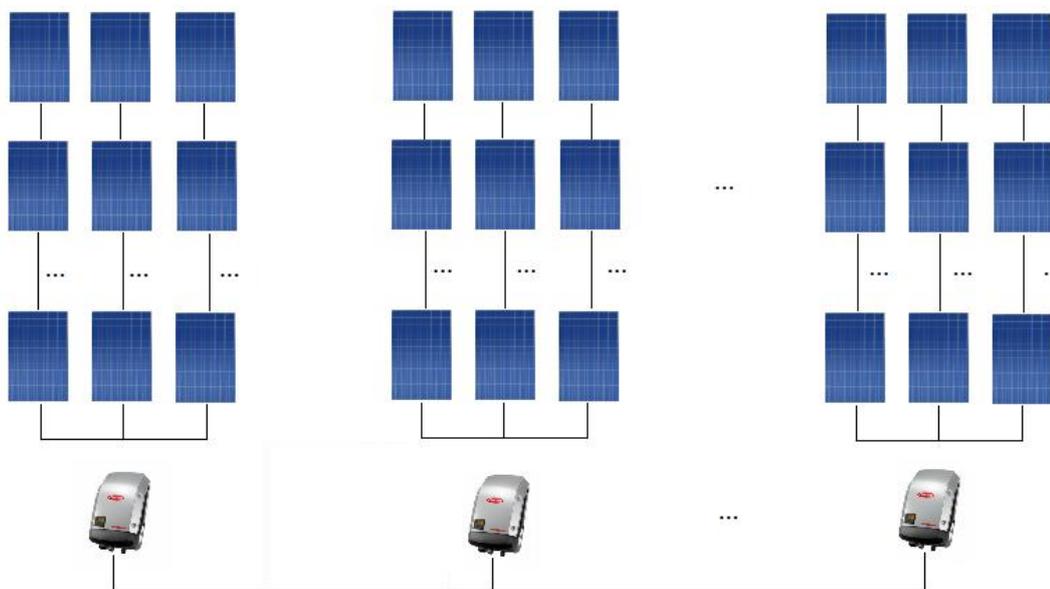
De todos os resultados simulados anteriormente consegue concluir-se vários pontos. Assumindo um cenário realista, mas ao mesmo tempo otimista, para um possível investimento de um sistema fotovoltaico, para o caso em estudo, os resultados parecem indicar que a opção deve recair sobre a instalação de uma UPAC de 200 kW de potência instalada com as seguintes condições:

**Tabela 33** - Características técnicas do projeto.

Potência Instalada: 200 kW	
<b>Quantidade painéis</b>	800
<b>Quantidade inversores</b>	10
<b>Produção anual</b>	295,21 MWh
<b>Degradação produção</b>	0,7%/ano
<b>Inclinação</b>	33,5°
<b>Orientação painéis</b>	Sul

A acrescentar às características técnicas do projeto, é importante saber a sua configuração do sistema. Para isso foram utilizadas as equações 26, 28, 31. Conclui-se, então, que o sistema será composto por 10 inversores de 20 kW, sendo estes ligados a 4 fileiras composta por 20 painéis cada.

Através da equação 32, determina-se a distância mínima a que os painéis têm de estar que será de 1,07 m, aproximadamente. A figura 23 ilustra uma configuração aproximada que se pode implementar pela grande superfície tendo em conta as informações acima descritas.



**Fig. 23** - Esboço da configuração do sistema fotovoltaico.

.Em termos económico-financeiros, para se tornar numa análise minimamente realista, adotou-se a taxa de inflação praticada em Portugal. Desta forma, apesar de um elevado investimento inicial, o projeto torna-se extremamente viável a partir dos 6 anos, aproximadamente, como é possível observar na tabela 34.

**Tabela 34** - Condições económico-financeiras do projeto.

Potência Instalada: 200 kW	
<b>Investimento inicial</b>	287 579,30€
<b>Taxa de atualização</b>	6,39%
<b>Taxa de inflação</b>	1,6% e 1,5% <sup>18</sup>
<b>Redução de custo</b>	24%
<b>TIR</b>	13%
<b>VAL</b>	271 059,08 €
<b>Payback</b>	5,61 anos

Outra condição necessária que também se verifica é o caso da Taxa Interna de Rentabilidade ser superior à taxa de atualização utilizada no projeto.

<sup>18</sup> A taxa de inflação de 1,6% refere-se ao 1º ano do projeto, nos restantes anos é atribuído uma taxa constante de 1,5%.

Olhando para os valores apurados e tentando comparar os resultados encontrados com os de outros autores verificamos que Emmanuel *et al.*, (2016) também concluem, no seu estudo de implementação de um sistema solar fotovoltaico numa escola, que o retorno do investimento era atingido entre o sexto e o sétimo ano. Rabuske *et al.*, (2016), no estudo de viabilidade económica e financeira de painéis fotovoltaicos com dupla função (produção de energia e sombra num parque de estacionamento), concluem que o retorno era obtido ao fim de 12 anos. Outros autores efetuaram estudos, não somente para a energia solar como Rossarola (2016), mas também para a hidro como Neto (2013) e a energia eólica como Tavares (2016). Tavares (2016) conclui que o retorno esperado do investimento inicial na produção de energia através da fonte renovável eólica seria ao fim de 11 anos. E ainda, Guimarães (2016) que, com o seu estudo de autoconsumo numa habitação, atingiu um retorno ao final do 5º ano. Logo, com este trabalho do período de recuperação com a capacidade instalada de 200 kW em termos de implementação de painéis fotovoltaicos enquadra-se na literatura existente e em outras s já efetuadas.

Emmanuel *et al.*, (2016) concluem que a quantidade total de energia anual consumida diminui em 32% e as despesas diminuem 45% enquanto Coutada (2015) obteve valores de poupança energética na casa dos 11% ao passo que economicamente atingiu uma poupança de 21%, aproximadamente. Tendo estes estudos como base de referência, esta superfície de estudo, com uma potência de 250 kW, consegue valores de poupança energética de 11% e 24% relativamente aos custos conseguidos com a aplicação do sistema fotovoltaico Isto acontece para valores de 100% da energia fotovoltaica dado que nesta análise não existe excedente.



## 9. CONCLUSÃO

O trabalho teve como objetivo a comparação entre duas formas de produção (UPAC e UPP) de energia diferentes de modo a perceber qual seria a mais vantajosa para implementar numa superfície comercial em Aveiro. Para além disso, também se efetuou uma análise de cenários considerando diferentes potências instaladas, a existência ou não de inflação e as variações da taxa de atualização.

No caso da grande superfície, o melhor cenário, entre os estudados, seria a instalação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo com potência instalada de 200 kW. Isto possibilitaria uma redução de custos de 73 281,15€ anuais, representando cerca de 24%, que permitiria um retorno ao fim de 6 anos, aproximadamente.

Quanto à análise de diferentes perspetivas, pode-se pensar que quanto maior for a potência instalada, maior será a produção que conduzirá a uma maior poupança e, conseqüente, viabilidade do projeto. Contudo, os resultados não são tão claros e um dos aspetos que poderá estar relacionado com esse poderá ser o elevado investimento inicial. Isto porque para recuperar o investimento inicial são precisos mais anos do que o normal e, tendo em atenção a vida útil do projeto em estudo, acabará por ser prejudicial a nível económico.

Além disso, outros fatores poderão afetar a viabilidade do projeto como as taxas de atualização ou as taxas de inflação. Isso é perceptível aquando da comparação dos indicadores económico-financeiros, considerando ou não a taxa de inflação. Os valores referentes à UPAC de 200 kW comprovam que, contabilizando a taxa de inflação, o *payback* só é conseguido dois anos mais tarde do que se não fosse assumida. Juntando a isto, a TIR desce drasticamente dos 23% para 13%, facto que se pode considerar negativo para o projeto. No que diz respeito às taxas de atualização, embora as consideradas não variem muito entre si, percebe-se que quanto maior forem esse valores, menos favoráveis serão os resultados referentes aos indicadores económico-financeiros.

Um aspeto a melhorar no presente estudo será a obtenção de orçamentos mais realistas visto que os pedidos feitos não obtiveram resposta. Outra sugestão de melhoria diz respeito ao nível económico, visto que a folha de Balanço e Demonstração de Resultados da superfície em estudo possuía poucas informações. Esta constituiu, aliás, a principal limitação neste estudo pois a não existência de valores contabilísticos para cálculo de pesos de capital no total a financiar levou a ter que se assumir outras alternativas que têm conseqüências nas conclusões.

## Referências

Abreu, V. B., “Análise da viabilidade económico-financeira da energia eólica diante do novo contexto do setor elétrico”, 2008. Disponível em: [http://repositorio.ufpe.br:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/4009/arquivo3666\\_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.ufpe.br:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/4009/arquivo3666_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y), acessado a 18 de Janeiro de 2017.

Adams, W. G. e Day, R. E., “The Action of Light on Selenium”, *Proceedings of the Royal Society of London*, Vol. 167, pp. 313-349, 1877.

Aku, M. M., “ Re-examining project appraisal and control: Developing a focus on wealth creation”, *International Journal of Project Management*, Vol. 19, pp. 375-383, 2001.

Akter, M. N., Mahmud, M. A. e Oo, A. M. T., “Comprehensive economic evaluations of a residential building with solar photovoltaic and battery energy storage systems: An Australian case study”, *Energy and Buildings*, Vol. 138, pp. 332-346, 2017.

APREN, “Boletim das energias renováveis”, 2016. Disponível em: [http://www.apren.pt/fotos/editor2/12\\_boletim\\_energias\\_renovaveis-dezembro.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/12_boletim_energias_renovaveis-dezembro.pdf), acessado a 4 de Fevereiro de 2017.

APREN, “Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal”, 2014. Disponível em: [http://www.apren.pt/fotos/editor2/impacto\\_fer\\_\\_relatorio\\_final\\_20140930.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/impacto_fer__relatorio_final_20140930.pdf), acessado a 4 de Fevereiro de 2017.

Avaci, A. B., Souza, S. N. M., Chaves, L. I., Nogueira, C. E. C., Niedzialkoski, R. K. e Deonir, S., “Avaliação económico-financeira da microgeração da energia elétrica proveniente de biogás da suinocultura”, *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, Vol. 17, n. 4, pp.456-462, 2013.

Banco de Portugal, “Projeções económicas”, 2016. Disponível em: <https://www.bportugal.pt/page/projecoes-economicas>, acessado a 30 de Maio de 2017.

Bedaque, P., Bretones, P. S., “Variação da posição de nascimento do Sol em função da latitude”, *Revista Brasileira de Ensino de Física*, Vol. 38, n. 3, e3307, 2016.

BP, “Energy Outlook” – 2016 edition, 2016. Disponível em: <http://biomasspower.gov.in/document/Reports/bp-energy-outlook-2016.pdf>, acessado a 1 de Fevereiro de 2017.

Braga, R., “Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e aplicações”, 2008. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001103.pdf>, acessado a 10 de Fevereiro de 2017.

Brito, M. e Silva, J., “Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em eletricidade”, *O instalador*, 2006. Disponível em: <http://solar.fc.ul.pt/i1.pdf>, acessado a 10 de Fevereiro de 2017.

Brundtland, G. H., “Our Common Future”, *Report of the World Commission on Environment and Development*, 1987.

C2ES (Center for Climate and Energy Solutions), “Climate Change 101: Understanding and Responding to Global Climate Change”, 2011. Disponível em: <https://www.c2es.org/docUploads/climate101-fullbook.pdf>, acessado a 10 de Fevereiro.

Calaia, J., “Estudo comparativo de três tecnologias fotovoltaicas: Estudo experimental com transposição para um nível macro”, 2011. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395142718348/Tese%20de%20mestrado%20-%20F%C3%A1bio%20Calaia.pdf>, acessado a 10 de Fevereiro de 2017.

Carvalho, D., Wemans, J., Lima, J., e Malico, I., “Photovoltaic energy mini-generation: Future perspectives for Portugal”, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 5465–5473, 2011.

Coelho, A., “Impacto da autoprodução na operação e regulação de redes de distribuição”, 2015. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79599/2/35805.pdf>, acessado a 20 de Fevereiro de 2017.

Colmenar-Santos, A., Campiñez-Romero, S., Pérez-Molina, C., e Castro-Gil, M., “Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency”, *Energy Policy*, Vol. 51, pp. 749–764, 2012.

Colmenar-Santos, A., Campiñez-Romero, S., Pérez-Molina, C. e Mur-Pérez, F., “An assessment of photovoltaic potential in shopping centres”, *Solar Energy*, Vol. 135, pp. 662–673, 2016.

Coutada, J., “Produção fotovoltaica em autoconsumo e pequena produção: caso de estudo do ISEP”, 2015. Disponível em: <http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/7072/1/DM>

\_JoaquimCoutada\_2015\_MEESE.pdf, acessado a 24 de Fevereiro de 2017.

Cucchiella, F., D'Adamo, I., Gastaldi, M. e Koh, S.C. L., "Renewable energy options for buildings: Performance evaluations of integrated photovoltaic systems", *Energy and Buildings*, Vol. 55, pp. 208–217, 2012.

Cunha, R., " A importância da descentralização da produção de energia elétrica no âmbito da descarbonização da economia", 2016. Disponível em: [http://www.oern.pt/documentos/2016/05\\_raul\\_cunha.pdf](http://www.oern.pt/documentos/2016/05_raul_cunha.pdf), acessado a 7 de Fevereiro de 2017.

Damodaran, A., "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset", 2ª edição, 2002.

DGEG, "Renováveis: estatísticas rápidas", 2016. Disponível em: [http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/07\\_estatisticasrapidas\\_renovaveis\\_2016\\_julho\\_1475835067.pdf](http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/07_estatisticasrapidas_renovaveis_2016_julho_1475835067.pdf), acessado a 2 de Fevereiro de 2017.

DGEG, "Energia em Portugal - 2015", 2017. Disponível em: <file:///C:/Users/PC TOSHIBA/Downloads/i014818.pdf>, acessado a 2 de Março de 2017.

Diário da República, "Decreto-Lei nº 153/2014", 2015

Drury, E., Jenkin, T., Jordan, D., e Margolis, R., "Photovoltaic investment risk and uncertainty for residential customers", *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 4, pp. 278-284, 2014.

Duarte, M., "Modelos de decisão multicritério e de portfólio com aplicação na construção de políticas energéticas sustentáveis", 2011. Disponível em: <http://www.ppgep.org.br/teses/DO-0039.pdf>, acessado a 20 de Janeiro de 2017.

Duffie, J. A. e Beckman, W. A., "Solar Engineering of Thermal Processes, 4th edition", *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 116, 2003.

EIA, "International Energy Outlook 2016: Energy related CO2 emissions", 2016. Disponível em: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf), acessado a 12 de Fevereiro de 2017.

Emmanuel, M., Akinyele, D. e Rayudu, R., “Techno-economic analysis of a 10 kWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school, Wellington, New Zealand”, *Energy*, pp. 1-11, 2016.

ERSE, “Ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclopcionalosconsumidoresMATATMT.aspx>, acessado a 10 de Abril de 2017.

ERSE, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”, 2015. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2016/Documents/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202016\\_Final.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2016/Documents/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202016_Final.pdf), acessado a 16 de Maio de 2017.

Flores, R., Shaffer, B. e Brouwer, J., “Economic and sensitivity analyses of dynamic distributed generation dispatch to reduce building energy cost”, *Energy and Buildings*, Vol. 85, pp. 293–304, 2014.

Garcia, G., “Avaliação Económica de Centrais Eólicas e Fotovoltaicas em Portugal Continental”, 2013. Disponível em: [http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/9229/1/ulfc104501\\_tm\\_Geuffer\\_Garcia.pdf](http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/9229/1/ulfc104501_tm_Geuffer_Garcia.pdf), acessado a 18 de Janeiro de 2017.

Gaspar, R., “Perspetivas para a Produção de Energia Renovável em Portugal”, 2014. Disponível em: [http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/15543/1/ulfc111900\\_tm\\_Renata\\_Gaspar.pdf](http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/15543/1/ulfc111900_tm_Renata_Gaspar.pdf), acessado a 4 de Fevereiro de 2014.

Gomes, V., “Avaliação de Projectos de Investimento : Elaboração de um Estudo de Viabilidade Económico-Financeira”, 2011. Disponível em: <https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/18063/1/Avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20Projectos%20de%20Investimento%20-%20Elabora%C3%A7%C3%A3o%20de%20um%20Estudo%20de%20Viabilidade%20Econ%C3%B3mico-Financeira.pdf>, acessado a 15 Abril de 2017.

Gottschamer, L. e Zhang, Q., “Interactions of factors impacting implementation and sustainability of renewable energy sourced electricity”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 65, pp. 164–174, 2016.

GREENPRO, “Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalações,” *ALTENER*, 2004.

GREENPRO, “Energia Solar Térmica - Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalações,” *ALTENER*, 2004.

Guimarães, B., “Análise da Viabilidade Económica da Instalação de um Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico numa Habitação”, 2016. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/82853/2/119728.pdf>, acessado a 20 de Fevereiro de 2017.

Handoyo, E. A., Ichsani, D., e Prabowo, “The optimal tilt angle of a solar collector”, *Energy Procedia*, Vol. 32, pp. 166–175, 2013.

Huld, T., e Pinedo-Pascua, I., “Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries”, 2012. Disponível em: [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu\\_cmsaf\\_opt/PV\\_GIS\\_EU\\_201204\\_publication.png](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/PV_GIS_EU_201204_publication.png), acessado a 9 de Fevereiro de 2017.

IPCC, “Climate Change 2014: Synthesis Report”, 2014. Disponível em: [https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full\\_wcover.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf), acessado a 20 de Janeiro de 2017.

Jakhrani, A. Q., Othman, A.-K., Rigit, A. R., Samo, S. R., e Kamboh, S. A., “Estimation of Incident Solar Radiation on Tilted Surface by Different Empirical Models”, *International Journal of Scientific and Research Publications*, Vol. 2, 2012.

Jordan D., Kurtz, S., “Photovoltaic Degradation Rates – Na Analytical Review”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2012. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>, acessado a 31 de Maio de 2017.

Karasawa, W.K., “Análise de viabilidade económico-financeira de um projeto de geração de energia fotovoltaica”, 2015. Disponível em: <http://pro.poli.usp.br/wp-content/uploads/2015/12/TF-2S2015-William-Karasawa-VF-IMPRESSAO.pdf>, acessado a 19 de Janeiro de 2017.

Kirmani, S., “A User Friendly Approach for Design and Economic Analysis of Standalone SPV System”, *Smart Grid and Renewable Energy*, Vol. 6, pp. 67-74, 2015.

Landau, C., “Optimum Tilt of Solar Panels”, 2015. Disponível em: <http://www.solarpaneltilt.com/>, acessado a 5 de Abril de 2017

Lavado, A. e Luísa, C., “Os Atuais Desafios da Energia. Implementação e Utilização das Energias Renováveis”, 2009. Disponível em:

[http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/1447/1/20901\\_ulfc080580\\_tm.pdf](http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/1447/1/20901_ulfc080580_tm.pdf), acessado a 12 de Janeiro de 2017.

.Leal, S., Oliveira, J., Guedes, C., e Silva, J., “Elaboração e avaliação de viabilidade económica de projeto de microgeração fotovoltaica em central de aulas” - XLIV Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia, 2016.

Li, H., Lian, Y., Wang, X., Ma, W., e Zhao, L., “Solar constant values for estimating solar radiation”, *Energy*, Vol. 36, pp. 1785–1789, 2011.

Lima, L., Armada, M. e Fernandes, A., “Sobre a avaliação de empresas não cotadas em bolsa”, 2004. Disponível em: [https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/4757/1/lima\\_rochamada\\_fernandes.pdf](https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/4757/1/lima_rochamada_fernandes.pdf), acessado a 26 de Maio de 2017.

Lobato, J., “Modelo de Avaliação de Projetos de Investimento”, 2013. Disponível em: [http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/26849/1/Dissertacao\\_Jorge%20Fernando%20Gomes%20Lobato\\_2013.pdf](http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/26849/1/Dissertacao_Jorge%20Fernando%20Gomes%20Lobato_2013.pdf), acessado a 4 de Março de 2017.

Machado, D., “Otimização da posição de um coletor solar plano em Portugal”, 2016.

Mankiw, G., “Introdução a Economia”. 5. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2009.

Mertens, K., “Photovoltaic: Fundamentals, Technology and Practice”, 2014. Disponível em: <http://dl2.yazdanpress.ir/LIB/PHYS/1972016-PHY-7.pdf>, acessado a 8 de Fevereiro de 2017.

Neto, S., “Viabilidade económica e financeira de uma pequena central hidroelétrica e sua inserção na matriz energética brasileira, 2013. Disponível em: <http://revistaseletronicas.pucrs.br/ojs/index.php/graduacao/article/viewFile/15507/10172>, acessado a 19 de Janeiro de 2017.

Neves, J., “Avaliação de Empresas e Negócios”, McGraw-Hill, 2000.

Oliveira, P., “Análise e avaliação de projetos de investimento: um caso de estudo a indústria hoteleira”, 2012. Disponível em: [https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/18759/1/Relatório de estágio de Patricia Oliveira 2006024284.pdf](https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/18759/1/Relatório%20de%20estágio%20de%20Patricia%20Oliveira%202006024284.pdf), acessado a 11 de Março de 2017.

Orioli, A., e Di Gangi, A., “Six-years-long effects of the Italian policies for photovoltaics on the pay-back period of grid-connected PV systems installed in urban contexts”, *Energy*, Vol. 122, pp. 458–470, 2017.

Pereira, P., “A Produção Fotovoltaica em Portugal: Análise da legislação em vigor e do custo/benefício”, 2015. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79596/2/35795.pdf>, acessado a 27 de Fevereiro de 2017.

Pinho, J. e Galdino, M., “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”, 2014. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>, acessado a 10 de Fevereiro de 2017.

PNUD, “Estudo sobre o Potencial de Geração de Energia a partir de Resíduos de Saneamento”, 2010. Disponível em: [http://www.mma.gov.br/estruturas/164/\\_publicacao/164\\_publicacao10012011033201.pdf](http://www.mma.gov.br/estruturas/164/_publicacao/164_publicacao10012011033201.pdf), acessado a 19 de Janeiro de 2017.

Quaschnig, V., “The Sun as an Energy Resource”, *Renewable Energy World*, pp. 90-30, 2003.

Rabuske, R., Friedrich, L. e Frontoura, F., “Análise da viabilidade para implantação de energia fotovoltaica com utilização para sombreamento de estacionamento”, 2016. Disponível em: [http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN\\_STO\\_234\\_364\\_28864.pdf](http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STO_234_364_28864.pdf), acessado a 19 de Janeiro de 2017.

Ramage, J., “Guia da Energia”, Editora Monitor, 2003.

Reich, N., Mueller, B., Armbruster, A., Van Sark, W., Kiefer, K. e Reise, C., “Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 20, pp. 717–726, 2012.

Ren, Z., Grozev, G. e Higgins, A., “Modelling impact of PV battery systems on energy consumption and bill savings of Australian houses under alternative tariff structures”, *Renewable Energy*, Vol. 89, pp. 317–330, 2016.

REN21, “Renewables 2016: Global Status Report”, 2016. Disponível em: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR\\_2016\\_Full\\_Report\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR_2016_Full_Report_lowres.pdf), acessado a 20 de Janeiro de 2017.

Rodrigues, C., “Centrais solares fotovoltaicas ligadas à rede eléctrica”, 2008.

Disponível em: <http://repositorio.ineg.pt/handle/10400.9/575>, acessado a 10 de Março de 2017.

Rodrigues, R., “Top 6 créditos para energias renováveis em Portugal”, 2016. Disponível em: <http://www.nvalores.pt/credito-para-energias-renovaveis/>, acessado a 6 de Junho de 2017.

Rosário, L., “Análise da Viabilidade Económica e Financeira de Projetos de Investimento em Cabo Verde”, 2014. Disponível em: [http://www.portaldoconhecimento.gov.cv/bitstream/10961/4096/1/Lenira Patricia da Cruz do Rosário.pdf](http://www.portaldoconhecimento.gov.cv/bitstream/10961/4096/1/Lenira%20Patricia%20da%20Cruz%20do%20Rosario.pdf), acessado a 4 de Março de 2017.

Rossarola, A., “Análise económico-financeira de investimento em energia solar e externalidades: Estudo de caso de uma empresa industrial em Santa Catarina”, 2016. Disponível em: [https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/167334/Monografia %20da%20Adriane%20Rossarola.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/167334/Monografia%20da%20Adriane%20Rossarola.pdf?sequence=1&isAllowed=y), acessado a 19 de Janeiro de 2017.

Rossetto, C., e Souza, J., “Avaliação Económica Da Implantação De Turbinas Eólicas Por Meio Da Análise De Riscos”, *Cadernos do IME - Série Estatística*, Vol. 38, pp. 21-36, 2015.

Santos, B., “Cálculo de Custo Médio Ponderado do Capital da Empresa ABC, S.A.”, 2011. Disponível em: [https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:JGo7AGV\\_YsgJ:https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/15735/1/Bruno%2520Ferreira%2520Santos%2520%25282002017797%2529%2520-%2520C%25C3%25A1lculo%2520de%2520Custo%2520M%25C3%25A9dio%2520Ponderado%2520do%2520Capital%2520da%2520Empresa%2520ABC%2520C%2520S.A..doc+&cd=1&hl=pt-PT&ct=clnk&gl=pt](https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:JGo7AGV_YsgJ:https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/15735/1/Bruno%2520Ferreira%2520Santos%2520%25282002017797%2529%2520-%2520C%25C3%25A1lculo%2520de%2520Custo%2520M%25C3%25A9dio%2520Ponderado%2520do%2520Capital%2520da%2520Empresa%2520ABC%2520C%2520S.A..doc+&cd=1&hl=pt-PT&ct=clnk&gl=pt), acessado a 19 Abril de 2017.

Scolar, J., Martins, D. e Escobedo, J., “Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal”, *Revista Brasileira de Geofísica*, Vol. 21, pp. 250-258, 2003.

Serra, F., “Implementação de Fontes de Energia Renovável em Meio Urbano: O Caso do Bairro da Portela de Sacavém”, 2010. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395142227797/dissertacao.pdf>, acessado a 4 de Fevereiro de 2017.

Shayani, R., Oliveira, M. e Camargo, I., “Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais”, 2006. Disponível em: [http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/sbpe\\_2006.pdf](http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/sbpe_2006.pdf), acessado a 19 de Janeiro de 2017.

Soares, I., Moreira, J., Pinho, C. e Couto, J., “Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projetos”, 4ª Edição, 2015. Disponível em: [http://www.silabo.pt/Conteudos/8063\\_PDF.pdf](http://www.silabo.pt/Conteudos/8063_PDF.pdf) , acessado a 11 de Março de 2017.

Tavares, E., “Energia Eólica: Viabilidade técnica e económico-financeira”, 2016. Disponível em: [http://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/208/1/MONOGRAFIA\\_EnergiaE%C3%B3licaViabilidade.pdf](http://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/208/1/MONOGRAFIA_EnergiaE%C3%B3licaViabilidade.pdf), acessado a 19 de Janeiro de 2017.

Vargas, P., “Autoconsumo: Análise e caso de estudo”, 2015. Disponível em: [https://run.unl.pt/bitstream/10362/15647/1/Vargas\\_2015.pdf](https://run.unl.pt/bitstream/10362/15647/1/Vargas_2015.pdf), acessado a 20 de Fevereiro de 2017.