



Diogo José Oliveira Filipe

Uma reanálise do ponto de vista  
económico de  
Centrais Fotovoltaicas

Orientadora: Prof. Doutora Patrícia Pereira da Silva

Coimbra, 2015



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



FEUC FACULDADE DE ECONOMIA  
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Diogo José Oliveira Filipe

# Uma reanálise do ponto de vista económico de Centrais Fotovoltaicas

Dissertação de Mestrado em Gestão, apresentada à Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra  
para obtenção do grau de Mestre

Orientadora: Prof. Doutora Patrícia Pereira da Silva

Coimbra, 2015

## ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - Introdução .....	15
1.1 Objetivos.....	15
1.2 Motivação .....	15
1.3 Informação e <i>software</i> utilizados.....	15
1.4 Estrutura da dissertação .....	16
Capítulo 2 – Análise do setor fotovoltaico.....	19
2.1 Contextualização.....	19
2.2 As energias renováveis em Portugal.....	24
2.3 Política energética nacional .....	25
2.4 Remuneração Bonificada ( <i>Feed-in tariff</i> – FIT).....	26
2.4.1 Decreto-lei n.º 225/2007.....	28
2.5 Particularidades dos sistemas fotovoltaicos.....	29
CAPÍTULO 3 - Modelos de Avaliação.....	33
3.1 Avaliação económica de projetos .....	33
3.1.1 Como elaborar a avaliação de projetos de investimento .....	34
3.1.2 Modelos de análise de projeto de investimento.....	35
3.1.3 Como o método de avaliação escolhido responde a essas particularidades ...	37
3.2 Custo LCOE .....	38
CAPÍTULO 4 - Metodologia .....	41
4.1 Parâmetros de Investimento.....	41
4.2 Parâmetros Financeiros.....	41
4.2.1 Custos de Investimento ( <i>Capital Expenditures</i> ).....	41
4.3 Parâmetros <i>OPEX</i> .....	42
4.3.1 Custos de exploração ( <i>Operational Expenditure</i> ).....	42
4.4 Produção de Energia .....	42

4.5	Parâmetros de financiamento.....	43
4.5.1	Financiamento em capital alheio.....	43
4.5.1.1	Reembolso em prestações constantes.....	43
4.5.1.2	Financiamento em capitais próprios.....	44
4.6	Descrição das receitas.....	45
4.6.1	Produção de energia média anual.....	45
4.6.2	Receita média anual.....	45
4.7	Metodologia adotada para elaboração de demonstrações financeiras .....	46
4.7.1	P&L ( <i>Profit &amp; Losses</i> ).....	46
4.7.2	BS ( <i>Balance Sheet</i> ).....	48
4.8	Taxa de desconto .....	49
4.9	Cálculo da taxa de desconto, utilizando o modelo CAPM .....	50
4.10	Cálculo da Taxa de desconto, utilizando o modelo WACC .....	52
4.11	Cost of Debt.....	54
4.12	Prazo médio de recebimentos e pagamentos .....	54
4.13	Análise de <i>Cash Flows</i> .....	54
4.14	<i>Discounted Cash Flow – Free cash flow to the firm</i> (DCFF).....	55
4.15	Taxa interna de rentabilidade (TIR) .....	56
4.16	<i>Payback</i> .....	57
4.17	Metodologia desenvolvida para o cálculo do <i>Free Cash Flow to Firm</i> .....	58
4.18	Cálculo do LCOE .....	60
4.19	Análise de Risco .....	60
4.20	Análise de sensibilidade .....	61
4.21	Análise de Cenários .....	61
CAPÍTULO 5 - Caso de estudo .....		62
5.1	Caracterização da central fotovoltaica.....	62
5.2	Simulação com o <i>PVsyst</i> .....	62

5.3	Dados fundamentais da simulação.....	64
5.4	Custos de investimento ( <i>Capex</i> ) .....	64
5.5	Análise de projeto de investimento .....	64
5.5.1	Parâmetros de investimento.....	64
5.5.2	Parâmetros financeiros .....	65
5.5.3	Parâmetros <i>Opex</i> .....	66
5.5.4	Parâmetros de renumeração.....	66
5.5.5	Parâmetros de financiamento .....	67
5.6	Taxa de desconto .....	67
5.6.1	Modelo - CAPM.....	67
5.6.2	Taxa de desconto - WACC.....	68
5.6.3	Prazo médio de recebimento/ pagamento.....	69
5.6.4	Análise de <i>Cash-flows</i> .....	70
5.6.4.1	Análise de P&L .....	70
5.6.4.2	<i>Balance Sheet</i> (BS).....	74
5.6.4.3	Indicadores de avaliação de investimento .....	78
5.6.5	Análise de risco .....	78
5.6.5.1	Análise de sensibilidade – tarifa.....	78
5.6.5.2	Análise de sensibilidade – produção .....	79
5.6.6	Análise de sensibilidade - taxa de desconto .....	79
5.6.7	Análise de cenários.....	80
5.6.8	Análise de resultados.....	81
	Capítulo 6 - Conclusão.....	84
	Capítulo 7 - Referências Bibliográficas .....	86

## Lista de Figuras

Figura 1 – Custo LCOE de vários tipos de plantas fotovoltaicas em regiões com diferentes níveis de irradiância $kWh/m^2$ (Kost <i>et al.</i> , 2013).....	22
Figura 2 – Custo <i>LCOE</i> de centrais de produção elétrica convencionais (Kost <i>et al.</i> , 2013).....	23
Figura 3 – Potência instalada das centrais de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis em Portugal (REA, 2013). .....	24
Figura 4 - Esquema simplificado de um sistema fotovoltaico ligado à rede .....	29
Figura 5 – Componentes da irradiância incidente.....	30
Figura 6 – Ciclo do projeto de investimento no setor fotovoltaico.....	36
Figura 7 – Relação entre TIR e VP (Barros, 2005).....	57

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Total de Receita Estimada Anual.....	70
Gráfico 2 – Custos <i>Opex</i> .....	72
Gráfico 3 - <i>EBITDA</i> .....	72
Gráfico 4 – <i>Balance Sheet</i> .....	75
Gráfico 5 - Variações no <i>Working Capital</i> .....	76
Gráfico 6 – Análise de Sensibilidade – Tarifa .....	78
Gráfico 7 – Análise de Sensibilidade – Produção de energia .....	79
Gráfico 8 – Análise de Sensibilidade – Taxa de desconto (CAPM).....	80
Gráfico 9 – Análise de Sensibilidade – Taxa de desconto (WACC) .....	80

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Tabela de comparação de tecnologias de FER com WACC e níveis de irradiância (Kost <i>et al.</i> , 2013). .....	23
Tabela 2 – Tabela resumo decretos-lei .....	27
Tabela 3 - Dados meteorológicos retirados do <i>PVGIS, Meteonorm e NASA</i> , para um ano típico.63	
Tabela 4 - Resultados de irradiação global incidente e efetiva. ....	63
Tabela 5 – Dados do projeto .....	65
Tabela 6 – Parâmetros financeiros .....	65
Tabela 7 – Parâmetros <i>OPEX</i> .....	66
Tabela 8 – Parâmetros de Renumeração .....	66
Tabela 9 – Parâmetros de Financiamento .....	67
Tabela 10 – Modelo CAPM.....	68
Tabela 11 – Modelo WACC .....	69
Tabela 12 – Reembolso em Prestação Constante.....	73
Tabela 13 – Resultado Líquido do Caso de Estudo .....	74
Tabela 14 – <i>Free cash flow to firm</i> .....	77
Tabela 15 - Principais parâmetros DCFE.....	78
Tabela 16 – Cenário com endividamento .....	81
Tabela 17 – Cenário sem endividamento .....	81



## Abreviaturas e Símbolos

### Lista de Abreviaturas

PV	Fotovoltaico
AC	<i>Alternating Current</i>
DC	<i>Direct Current</i>
EIA	<i>International Energy Agency</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
VP	Valor do Projeto
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
WACC	<i>Weighted average cost of capital</i>
PR	Período de Retorno do Investimento
FMI	Fundo Monetário Internacional
CE	Comunidade Europeia
BCE	Banco Central Europeu
DCF	<i>Discounted Cash Flow</i>
FER	Fontes de Energias Renováveis
LCOE	<i>The Levelized Cost Of Electricity</i>
MENA	<i>Middle East and North Africa</i>
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

## Lista de Símbolos

W - Watt

GW - Giga Watt

kW - Kilo Watt

$W/m^2$  - Watt por metro quadrado

Wp - Watt-pico

A - Ampere

V - Volt

Wh - Watt-hora

K - Kelvin

€/Wp - Euro por watt-pico

$Y_f$  - *System Yield*

$Y_r$  - *Reference system Yield*

$Cap_{WP}$  - Potência Pico Instalada

$P_{AE}$  - Produção Anual de Energia

$I_o$  - Custo de investimento

$i$  - Taxa de desconto

## **Agradecimentos**

Embora uma dissertação seja, pelo seu objetivo académico, um trabalho individual, existem sempre contributos de natureza diversa que não podem nem devem deixar de ser realçados.

Em especial, gostaria de expressar o meu agradecimento à Professora Patrícia Silva, e ao Dr. Pedro Maia da Martifer Solar, pelo apoio e disponibilidade sempre demonstradas, com os seus conhecimentos nos mais diversos momentos, esclarecendo as dúvidas existentes e atribuindo novas tarefas que permitiram uma evolução favorável do trabalho.

Aos meus pais, família e amigos pelo apoio incondicional.

Às pessoas que conheci ao longo deste percurso, e que foram fundamentais não só na minha formação académica, como também, na minha formação profissional.

A todos eles deixo aqui o meu agradecimento.

## Resumo

Em 2011, a crise política e financeira de Portugal atingiu um nível crítico, levando à queda do governo, assim como ao pedido de ajuda à denominada *Troika*, constituída pelo (Fundo Monetário Internacional, Banco Central Europeu e Comunidade Europeia). As recomendações da *Troika* sobre a política energética Portuguesa basearam-se em torno de medidas que potenciem a eficiência energética, ou seja, medidas que permitam poupar e otimizar consumo de energia. No entanto, sobre as energias renováveis, foi pedida especial atenção, em particular, em tecnologias menos desenvolvidas (incluindo o fotovoltaico), nas quais se deverá efetuar uma análise rigorosa em termos de custos e consequências para o preço da energia. Outra das recomendações da *Troika* passou por uma revisão em baixo do preço pago pela tarifa (*Feed-in tariff*), com o intuito de que esse valor não produza compensações alegadamente excessivas para os investidores neste setor. Atendendo às novas restrições anteriormente apresentadas, e aos elevados custo de investimento que as Fontes de Energias Renováveis apresentam, nomeadamente, no setor fotovoltaico, a respetiva avaliação económica assume um papel primordial. É, assim, objetivo desta dissertação estimar da forma mais correta a rentabilidade do investimento, sendo, para tal, desenvolvida uma metodologia de análise de projetos de investimento, usando o método *discounted cash flow* (DCF) – *Free Cash Flow to the firm*, bem como, compreender e analisar quais os principais fatores que estão inerentes a um projeto de Fontes de Energia Renovável, nomeadamente, na análise do *Levelized Cost Of Electricity* (LCOE) e paridade com a rede elétrica. Deste modo, pretende-se uma reanálise do ponto de vista económico de projetos com origem em fontes de energia renovável.

**Palavras-chave:** Central fotovoltaica; custo euros por watt pico; custo LCOE; paridade com a rede.

## **Abstract**

In 2011, the political and financial crisis in Portugal reached a critical level, leading to the fall of the government, as well as, to the intervention of Troika (IMF, ECB and EC). Troika recommendations on Portuguese energy policy were based around measures to energy efficiency, i.e. measures to save and optimize energy consumption. However for the case of renewables energies, a special attention was sought, particularly in less developed technologies (including PV) in which it should be made a thorough analysis in terms of costs and consequences for energy prices. Another recommendation from Troika was the review of the price paid by the Feed-in tariff, in order that this value does not produce high profits for investors in this sector. Given the new constraints previously presented, and the investment costs that the Renewable Energy Sources represent, particularly in the photovoltaic sector, the respective economic evaluation plays a major role. It is therefore the aim of this dissertation to estimate more accurately the profitability of investment. In this way, it will be developed a methodology for the analysis of investment projects, using the discounted cash flow (DCF) – Free Cash Flow to the firm, as well as to understand and analyze which key factors are inherent in a project of Renewable Energy Sources, particularly the analysis of the The Levelized Cost Of Electricity (LCOE) cost and parity with the grid. Therefore, in an economic point of view of renewable energy sources a reanalysis is aimed.

**Keywords:** Photovoltaic plant; euro per watt peak cost; LCOE cost; grid-parity.



## **CAPÍTULO 1 - Introdução**

### **1.1 Objetivos**

A presente dissertação tem como principal objetivo efetuar uma nova análise do ponto de vista económico de centrais fotovoltaicas. Tradicionalmente, este setor, apenas considera o custo de investimento do projeto na análise económica. Contudo, nesta dissertação para além de ser realizada uma avaliação económica, sendo para tal desenvolvido um modelo de avaliação para centrais fotovoltaicas, serão introduzidas variáveis como o *Levelized Cost Of Electricity* (LCOE) inerente às Fontes de Energias Renováveis (FER), bem como a comparação em termos de paridade com a rede. Esta dissertação terá como base um caso nacional concreto.

### **1.2 Motivação**

As restrições nacionais impostas ao setor fotovoltaico implicam uma reformulação e otimização de recursos, constituindo um grande desafio para o setor em causa. Assim sendo, a avaliação do ponto de vista económica torna-se fundamental.

Deste modo, a principal motivação para a elaboração desta dissertação fundamenta-se na reanálise do ponto de vista económico de centrais fotovoltaicas contribuindo para uma análise realista deste tipo de tecnologia, tendo em conta os vários parâmetros subjetivos que caracterizam a mesma.

### **1.3 Informação e *software* utilizados**

A informação a ser utilizada provém do *software* de dimensionamento *PVsyst*, desenvolvido em 1999 pela Universidade de Geneva, na Suíça que se encontra em permanente atualização e inovação. Na presente dissertação será utilizada a versão 5.6 deste *software*.

Por fim, os cálculos para a análise do projeto de investimento serão efetuados na folha de cálculo Excel.

#### 1.4 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é composta por 6 capítulos:

- **Capítulo 1** - O presente capítulo inclui aspetos como: motivação, objetivos, informação e *software* utilizados. Será, igualmente, apresentada a estrutura da dissertação;
- **Capítulo 2** – Neste capítulo será apresentada uma breve contextualização do setor, abordando o panorama das energias renováveis em Portugal, bem como, a política energética Portuguesa, destacando políticas como as *feed-in tariff* e os principais decretos-lei aprovados. Por fim, será elaborada uma pequena análise das particularidades dos sistemas fotovoltaicos;
- **Capítulo 3** - Será realizada uma descrição dos aspetos gerais da avaliação de projetos de investimento: como proceder à avaliação de projetos de investimento, métodos, vantagens e desvantagens. Será também analisado o modo como o método de avaliação escolhido corresponde a essas particularidades, assim como a introdução do modelo de avaliação do custo normalizado de energia (LCOE), objetivos, particularidades, vantagens e desvantagens;
- **Capítulo 4** – Será contemplado o modelo de análise económica: *discounted cash flow* (DCF) – *Free Cash Flow to the firm*. No decorrer da análise deste modelo serão abordados aspetos distintos como: parâmetros de investimento; rendimentos e gastos; parâmetros de remuneração e parâmetros de financiamento, assim como, descrição das receitas (receita média anual e produção de energia média anual). Por fim, será realizada a análise de *cash flows*, sendo abordados os seguintes parâmetros: investimento, valor do projeto, Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e



*payback*. Neste capítulo, será igualmente realizada a análise de risco e sensibilidade (tarifa, produção de energia e taxa de desconto), assim como a análise de cenários. No cálculo do LCOE serão verificados o custo total do investimento inicial, os custos de operação e manutenção, sendo igualmente estabelecida a definição da taxa de desconto a utilizar no método de cálculo;

- **Capítulo 5** - Caso de estudo: será apresentada a caracterização da central fotovoltaica que constitui o caso de estudo, assim como os resultados obtidos através da metodologia desenvolvida, este caso de estudo tem por base uma central fotovoltaica existente. Por fim, será feita uma análise em termos de custo LCOE e de paridade com a rede;
- **Capítulo 6** – Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido e uma eventual continuidade do mesmo.



## Capítulo 2 – Análise do Setor Fotovoltaico

### 2.1 Contextualização

Nos últimos anos verificou-se uma enorme expansão do mercado fotovoltaico em todo o mundo, sobretudo, devido à instalação de centrais fotovoltaicas ligadas à rede elétrica pela sua elevada capacidade de potência instalada.

Em 2014, segundo o *Information Handling Services (IHS)*<sup>2</sup>, estimou-se que a nível global, as instalações fotovoltaicas pudessem atingir valores compreendidos entre 40 a 55 GW. No mesmo ano, e de acordo com a IHS, a Ásia tornou-se na maior região com instalações fotovoltaicas, contribuindo a importância da mesma para a continuação do mercado de PV mundial. Pela primeira vez em dez anos, tratou-se de um valor bastante superior ao atingido pela Europa que se prevê que caia para 13 GW. Apesar de a Europa ter sido responsável por 70% das instalações de PV em 2011, segundo os dados da IHS (2013), este número terá caído para 57% em 2012, 37% em 2013, prevendo-se uma descida, sobretudo, pelo facto de a região da Ásia continuar em crescimento. Para a maioria dos designados mercados maduros europeus de PV previu-se um declínio para o ano de 2014, com um desenvolvimento para países como o Reino Unido, Turquia e Holanda. Apesar do declínio europeu, a IHS revela que as taxas de crescimento de 250%, 50% e 65% foram verificadas para o Médio-Oriente e África, Américas e Ásia, respetivamente. De entre as várias aplicações existentes desta fonte energética, as centrais fotovoltaicas ligadas à rede são as que mais contribuem para este crescimento tão acentuado. O mesmo deve-se ao facto de as mesmas se encontrarem associadas a níveis mais elevados de potências instaladas, não estando sujeitas a restrições deste nível, implicando um enorme investimento, o que torna a análise dos projetos fundamental no momento de tomada de decisão. Grande parte deste valor provém do custo dos painéis solares e dos inversores, sendo que o restante equipamento e montagem perfazem a totalidade. Contudo, este valor poderá ser menor consoante a localização do projeto, do seu *design*, dos custos de engenharia, custos de montagem, preparação de obra, bem como da operação e manutenção da instalação (os sistemas fotovoltaicos possuem um tempo de vida de aproximadamente 25 anos).

---

<sup>2</sup> IHS (2014), "2014 PV Installation Forecasts – 40-55 GW?". Acedido em 07 Julho de 2014, disponível em <<https://technology.ihs.com/484721/2014-pv-installation-capacity-forecasts>>

Um dos principais problemas que este sector enfrenta prende-se com a indefinição política que lidera os riscos que enfrentam as empresas. De acordo com a corretora de seguros Marsh<sup>3</sup>, destacam-se cinco principais riscos que se encontram inerentes ao sector fotovoltaico:

- Risco Político;
- Garantias de Financiamento;
- Risco Regulatório;
- *Business Interruption /Yield Guarantee*;
- Transporte e Logística.

Neste caso, o risco político destaca-se como sendo o principal ao qual uma empresa poderá estar sujeita, uma vez que a política de investimento em energias renováveis varia consoante o governo eleito. Na Europa, este risco encontra-se bem presente, como será o caso de Espanha que era anteriormente favorável ao investimento no sector fotovoltaico, tendo sido alterada a situação de forma drástica com a mudança de governo em 2011. Para além do caso espanhol, um elevado número de países têm sido obrigados a rever os seus esquemas regulatórios e de suporte às energias renováveis, com efeitos retroativos em alguns casos, o que tem colocado em causa as expectativas de promotores e investidores. Por outro lado, face a estes novos riscos, as entidades financiadoras foram forçadas a rever as suas políticas. A dificuldade no financiamento e as constantes alterações às leis têm sido inimigos do sector, assim como o desconhecimento relativamente às políticas para o mesmo.

Nos últimos anos, tem-se verificado uma redução do preço dos equipamentos associados ao fotovoltaico (Bazilian *et al.*, 2013). No entanto, a perceção geral é de que esta tecnologia é ainda considerada como bastante dispendiosa, o que nem sempre corresponde à realidade, sendo, por vezes, necessário efetuar um estudo aprofundado sobre os custos reais.

O setor fotovoltaico tem despertado a atenção de vários *stakeholders*. No entanto, existem fatores que ainda constituem um desafio, nomeadamente, parâmetros tais como a rapidez de alteração de custo de preços associado aos principais equipamentos, a complexidade da cadeia de fornecimento que envolve um elevado número de processos de fabricação, os custos de instalação e a diferença entre mercados. Embora nos últimos 50 anos se tenha verificado um aumento da utilização de sistemas PV, mais propriamente nos últimos 20 anos,

---

<sup>3</sup> Suplemento Diário Económico N° 5765. Quarta-feira 25 de Setembro 2013, P.4.

o preço desta tecnologia, quando comparada com outras, impediu a sua expansão. Grande parte do desenvolvimento deve-se à política de incentivo, levada a cabo por governos, através de *feed-in-tariff*, presente em mais de 50 países (*Ibid.*).

No que refere a custos associados a esta tecnologia, existem motivos que poderão não apresentar-se como tratando-se dos mais explícitos, sobretudo na forma como estes geralmente são apresentados:

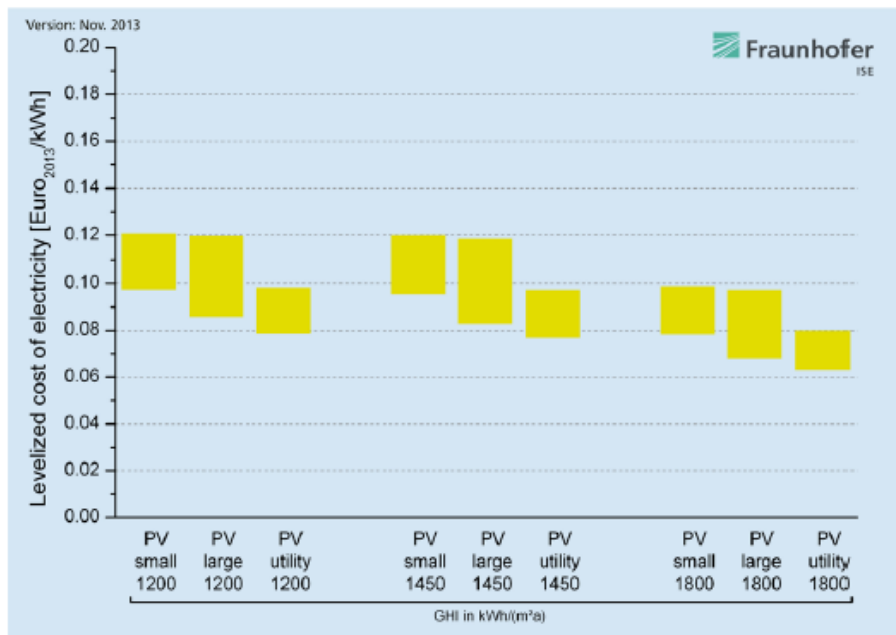
- O custo em Euros por Watt Pico (€/Wp);
- *The Levelized Cost Of Electricity* (LCOE<sup>4</sup>), expresso em euros por kWh (€/kWh);
- Paridade da rede (*Grid Parity*).

Dependendo de um elevado número de variáveis, económicas, tecnológicas, políticas ou comerciais, cada uma destas rúbricas poderá ser calculada de forma distinta, o que nem sempre torna o processo transparente.

De acordo com o *Fraunhofer Institut* (2013), para regiões com elevada irradiação global horizontal, como por exemplo na ordem dos 1800 kWh/m<sup>2</sup> em Espanha ou 2000 kWh/m<sup>2</sup> no norte de África ou médio Oriente (MENA), o valor de LCOE situar-se-á entre os 0.10 to 0.06 Euro/kWh (Figura 1) (Kost *et al.*, 2013). Para regiões que apresentem uma irradiação na ordem dos 1450 kWh/m<sup>2</sup>, nomeadamente em França, o valor de LCOE encontrar-se-á aproximadamente entre 0.08 e 0.12 Euro/kWh.

---

<sup>4</sup> Representa o custo associado a cada tecnologia de produção de energia



**Figura 1 – Custo LCOE de vários tipos de plantas fotovoltaicas em regiões com diferentes níveis de irradiância kWh/m<sup>2</sup> (Kost et al., 2013).**

Nos últimos anos, tem-se verificado uma descida contínua do LCOE associada a tecnologias de energias renováveis. O mesmo deve-se à diminuição dos preços dos principais equipamentos, assim como à subida do preço dos combustíveis, conduzindo a um aumento da competitividade no sector das Fontes de Energias Renováveis.

Na figura 2 encontram-se representados os custos associados às várias fontes energéticas. Desta forma, destaca-se o facto de que no uso da lignite são obtidos valores de LCOE, situados entre 0.038 e 0.053 Euros/kWh, e através do uso do carvão obtêm-se os valores compreendidos entre 0.063 e 0.080 Euros/kWh. O LCOE das Centrais de ciclo combinado e turbinas de gás encontra-se entre 0.075 e 0.098 Euro/kWh.

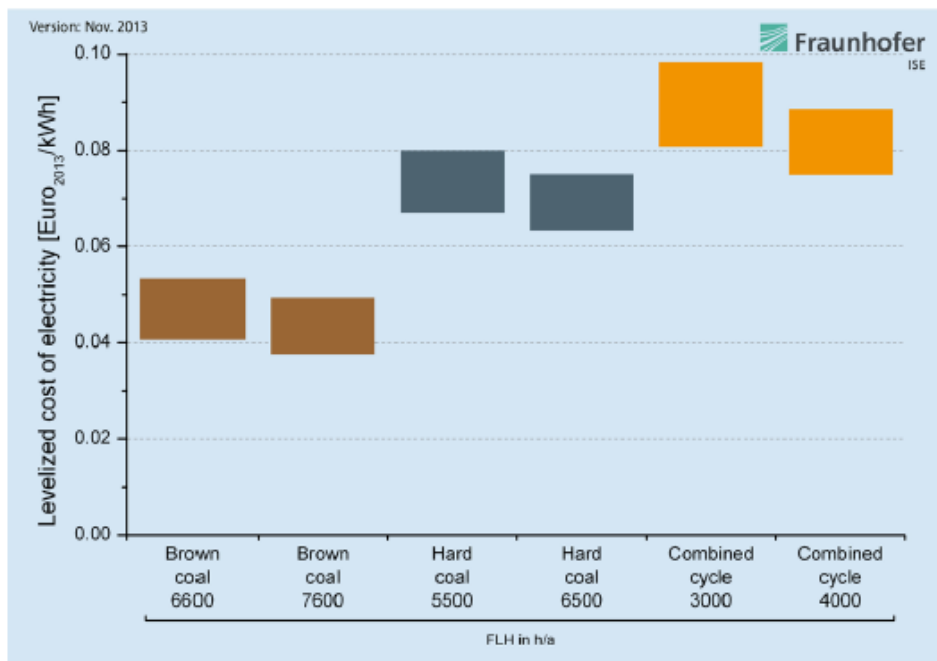


Figura 2 – Custo LCOE de centrais de produção elétrica convencionais (Kost et al., 2013).

O estudo realizado pelo Fraunhofer Institut (*Ibid.*) refere que em regiões com uma elevada exposição, nas quais obter-se-á uma maior produção de energia, o custo Médio Ponderado do Capital, *Weighed Average Cost of Capital* (WACC) (nomenclatura anglo-saxónica) será elevado. Por sua vez, na Alemanha, exemplo de uma zona com baixa irradiação, o valor do WACC será baixo.

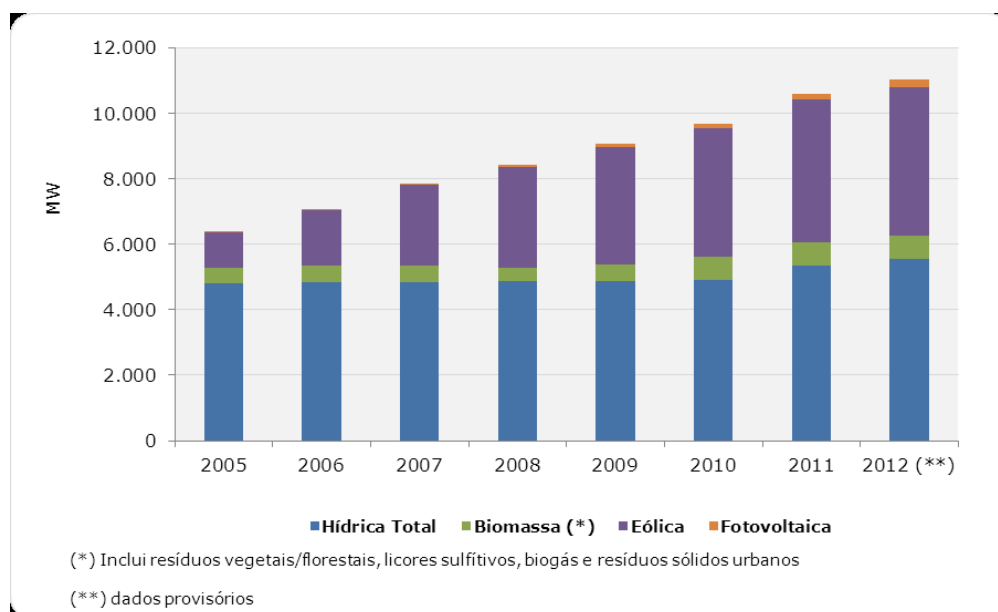
	Germany										Regions with high solar irradiation		
	PV small	PV large	PV utility scale	Wind On-shore	Wind Off-shore	Brown coal	Hard coal	Com-bined cycle	Bio-mass	PV small	PV large utility	CSP	CPV
Lifetime [in years]	25	25	25	20	20	40	40	30	20	25	25	25	25
Share of equity	20%	20%	20%	30%	40%	40%	40%	40%	30%	20%	20%	30%	30%
Share of debt	80%	80%	80%	70%	60%	60%	60%	60%	70%	80%	80%	70%	70%
Return on equity	6.0%	8.0%	8.0%	9.0%	14.0%	13.5%	13.5%	13.5%	9.0%	8.0%	10.0%	13.5%	13.5%
interest rate on debt	4.0%	4.0%	4.0%	4.5%	7.0%	6.0%	6.0%	6.0%	4.5%	6.0%	6.0%	8.0%	8.0%
WACC <sub>nom</sub> (Weighted Average Cost of Capital)	4.4%	4.8%	4.8%	5.9%	9.8% (8.8%)*	9.0%	9.0%	9.0%	6.2%	6.4%	6.8%	9.7% (8.8%)*	9.7% (8.2%)*
WACC <sub>real</sub>	2.4%	2.8%	2.8%	3.8%	7.7% (6.7%)*	6.9%	6.9%	6.9%	4.1%	4.7%	4.7%	7.5% (6.7%)*	7.5% (6.1%)*

Tabela 1 – Tabela de comparação de tecnologias de FER com WACC e níveis de irradiação (Kost et al., 2013).

O facto de que em alguns países a paridade com a rede (*grid-parity*) ter sido alcançada poderá considerar-se como “uma luz ao fundo do túnel” para o setor do fotovoltaico, não apenas para sistemas interligados à rede pública mas também para sistemas híbridos (combinação de diferentes tecnologias) (Bazilian *et al.*, 2013). Tendo em conta que será cada vez mais necessário proceder à análise das várias vertentes de custos que os projetos em FER apresentam e não apenas o custo de investimento do projeto, estabelece-se um novo paradigma.

## 2.2 As energias renováveis em Portugal

Nos últimos anos, as energias renováveis em Portugal têm verificado um crescimento acentuado, contribuindo para um maior desenvolvimento sustentável do sector energético português, assim como para a execução das normas e diretrizes europeias de redução de emissões de dióxido de carbono. Portugal é um país que não possui combustíveis fósseis e que depende do exterior em termos energéticos. De forma a minimizar esta dependência, torna-se necessário a procura de fontes de energia alternativa que permitam uma maior segurança no fornecimento de energia, bem como uma maior independência energética.



**Figura 3 – Potência instalada das centrais de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis em Portugal (REA, 2013).**



É de salientar que entre 2005 e 2012, o crescimento da potência instalada em FER para a produção de eletricidade apresenta uma taxa de crescimento média anual (TCMA) de 8,3%. No final de 2011, a capacidade instalada para a produção de energia elétrica a partir de FER atingiu os 10.622 MW em Portugal (5332 MW resultantes da componente hídrica, 4378 MW da eólica, 711 MW da biomassa e biogás, 172 MW de fotovoltaica e 29 da geotérmica). Tal, revela um aumento de 9,6% relativamente a 2010, ano em que o reforço já havia sido de 6,6% face a 2009 (REA, 2013).

### **2.3 Política energética nacional**

Como anteriormente referido, Portugal não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidas, sendo por isso essencial recorrer às FER de modo a reforçar os níveis de segurança de abastecimento. A utilização de energias renováveis promove uma maior diversificação das fontes energéticas, contribuindo para o crescimento da sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia. Devido às condições ambientais verificadas em Portugal, nomeadamente em termos de radiação solar, existe um grande potencial de desenvolvimento das FER de origem fotovoltaica. Em Portugal, o número médio anual de horas de Sol varia entre as 2.200 e as 3.000<sup>5</sup>.

Nos últimos anos, a fim de impulsionar os investimentos no sector renovável, foi criado um conjunto de apoios de natureza financeira e fiscal ao investimento nas FER, por meio da criação de tarifas diferenciadas (*feed-in tariff*), em função da maturidade da tecnologia.

Na resolução do conselho de Ministros n.º 29/2010 de 15 de Abril<sup>6</sup> (RCM 29/2010, 2010), foi aprovada a estratégia Nacional final para a Energia, através do ENE 2020. Este plano inclui os objetivos da política energética, projetando-os para o horizonte de 2020, tendo como ambição manter Portugal na liderança da resolução energética. Desta forma, é conferido às energias renováveis um papel fundamental na estratégia energética nacional e nos objetivos do sector elétrico. Tal possui um impacto elevado na economia portuguesa, assim como ao desenvolvimento das tecnologias solares, quer nas aplicações de grande escala, quer nos sistemas de mini e microprodução, passando por sistemas AQS (Águas Quentes Sanitárias).

---

<sup>5</sup> [http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID\\_conteudo=47&ID\\_area=8&ID\\_sub\\_area=27](http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27)

<sup>6</sup> Diário da República, 1.ª série - N.º 73 - 15 de Abril de 2010

No que respeita as energias renováveis, o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020<sup>7</sup>, prevê uma redução de 18% na capacidade instalada em tecnologias baseadas em FER (face ao de 2010), apresentando uma quota de eletricidade de base renovável superior no novo PNAER (60% vs. 55%), tal como a meta global a alcançar que deverá situar-se em cerca de 35% (face à meta de 31%). Estas novas linhas gerais possuem como base a premissa de que Portugal deverá ser um país energeticamente eficiente e independente, ou seja, um país competitivo. Para tal, o PNAER estabelece as trajetórias de introdução de FER em três grandes setores:

- Aquecimento e arrefecimento;
- Eletricidade;
- Transporte.

Para efeitos de acompanhamento e monitorização do impacto estimado no consumo de energia primária, o estabelecimento deste horizonte temporal de 2020, permite perspetivar o cumprimento das novas metas assumidas pela UE de redução de 20% dos consumos de energia primária até 2020. Desta forma, será igualmente possível prever o objetivo geral, anteriormente mencionado, de redução no consumo de energia primária de 25% e o objetivo específico para a Administração Pública de redução de 30%, sendo expectável que se continue a verificar uma evolução favorável da meta global de utilização de FER no horizonte compreendido entre 2013 e 2020<sup>8</sup>.

#### **2.4 Remuneração Bonificada (*Feed-in tariff* – FIT)**

De forma a potenciar as FER, os governos de vários países criaram incentivos, tal como as *feed-in tariff* (FIT). Os valores atribuídos às tarifas dependem do grau de maturidade da tecnologia, conferindo ao respetivo investidor uma determinada garantia de retorno do seu

---

<sup>7</sup> <http://www.adene.pt/programa/pnaer-2020-plano-nacional-de-acao-para-energias>

<sup>8</sup> <http://www.adene.pt/programa/pnaer-2020-plano-nacional-de-acao-para-energias>

investimento. Em 1988, foi criado em Portugal o Decreto-Lei n.º 189/88<sup>9</sup> que tinha como objetivo estabelecer as regras para a produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, assim como a produção combinada de calor e eletricidade, designados por PREI (DL 189/88, 1988). Em 1995, o mesmo foi alterado pelo decreto-lei n.º 313/95. O cálculo da remuneração bonificada foi sucessivamente alterado pelos Decretos-Lei n.º 168/99<sup>10</sup>, n.º 339-C/2001, n.º 33-A/2005 e n.º 225/2007, isto porque, todos os produtores ao abrigo dos Decretos-Lei n.º 189/88 e 313/95 foram automaticamente abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 168/99, a partir de 1 de Março de 1999. A partir de então, a fórmula de cálculo da remuneração ficou passível de alteração no Decreto-Lei 168/99 de 1999. Nesta dissertação, será analisado o último Decreto-Lei sobre de remuneração bonificada – n.º 225/2007.

Na tabela abaixo mencionada encontra-se descrita a evolução da legislação, anteriormente referida:

<b>Decreto-lei</b>	<b>Ano</b>
<b>Decreto-lei n.º 189/88</b>	1988
<b>Decreto-lei n.º 313/95</b>	1995
<b>Decretos-lei n.º 168/99</b>	1999
<b>Decreto -lei n.º 339-C/2001</b>	2001
<b>Decreto-lei n.º 33-A/2005</b>	2005
<b>Decreto-lei n.º 225/2007</b>	2007

**Tabela 2 – Tabela resumo decretos-lei**

<sup>9</sup> Decreto-Lei 189/88, 1988. Diário da República 123/1988, Série I-A de 1988-05-27. [Online] Disponível em: <http://dre.pt>.

<sup>10</sup> Decreto-Lei 189/88, 1988. Diário da República 123/1988, Série I-A de 1988-05-27. [Online] Disponível em: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtor/renovaveis/EDP%20Documents/DL168-99.pdf>

### 2.4.1 Decreto-lei n.º 225/2007

Este decreto-lei possui como objetivo a promoção de uma maior facilidade nos mecanismos de licenciamento de FER, com o intuito de permitir o aumento da capacidade instalada. Este decreto-lei não altera as fórmulas de cálculo apresentadas em decretos anteriores. No entanto, atribui diferentes valores ao coeficiente  $Z$  (veja-se equação 2.1) para tecnologias como biomassa, biogás ou microgeração fotovoltaica. Para centrais fotovoltaicas os valores de coeficiente  $Z$  são mantidos. A fórmula de remuneração (mensal) partilhada pelos decretos-lei referidos anteriormente apresenta a seguinte estrutura:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1-LEV)} \quad (2.1)$$

É possível identificar cinco parcelas diferentes na fórmula:

- Modulação tarifária –  $KMHO_m$ : coeficiente facultativo, que modula os valores de  $PF(VRD)_m$  e de  $PV(VRD)_m$  em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- Parcela fixa –  $PF(VRD)_m$ : parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- Parcela variável –  $PV(VRD)_m$ : parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- Parcela ambiental –  $PA(VRD)_m$ : parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- $IPC_{m-1}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ ;
- $Z$  é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

- $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável;
- LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

## 2.5 Particularidades dos sistemas fotovoltaicos

Uma central fotovoltaica ligada à rede é um sistema de geração de eletricidade criado a partir da energia solar, fornecendo-a ao sistema elétrico de energia em que se encontra integrada. Na figura 4 é possível observar um esquema típico de um sistema fotovoltaico com ligação a uma rede de energia elétrica.



Figura 4 - Esquema simplificado de um sistema fotovoltaico ligado à rede<sup>11</sup>

Na escolha da localização de uma central fotovoltaica deverá ser realizada uma análise das condições meteorológicas do local, nomeadamente da irradiância global horizontal.

A irradiância global horizontal é a potência solar na horizontal dada em  $W/m^2$ , enquanto que a irradiância global incidente é a potência solar incidente numa superfície dada em  $W/m^2$ .

---

<sup>11</sup> Fonte: [http://winwaycn.en.ec21.com/Grid\\_connected\\_PV\\_System--4092760\\_4092716.html](http://winwaycn.en.ec21.com/Grid_connected_PV_System--4092760_4092716.html), acedido em 7 de Novembro de 2012.

Tal como é possível observar através da figura 5, a irradiância global incidente é composta por 3 componentes fundamentais:

- Irradiância direta incidente, que é a fração de irradiância correspondente aos raios solares diretos;
- Irradiância difusa incidente, que é a fração de irradiância global depois de dispersa e refletida pela atmosfera e pelo solo;
- Irradiância refletida incidente, que é a fração de irradiância que é refletida pelo solo.

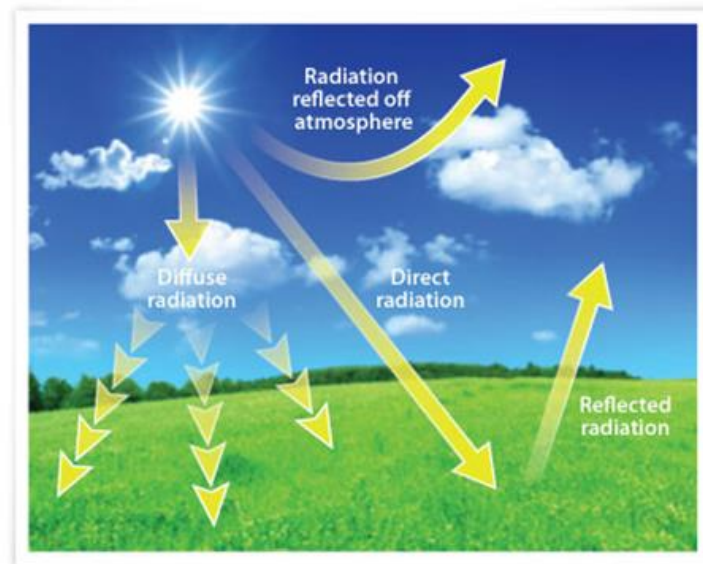


Figura 5 – Componentes da irradiância incidente<sup>12</sup>

Um aspeto a realçar no momento de dimensionar uma central fotovoltaica será a maximização da irradiância global incidente no plano dos módulos fotovoltaicos. Para tal, deverá ser definida a orientação ótima dos mesmos para a localização em causa, pois a melhor localização influenciará o valor de *cash flows* obtidos no projeto, como poderá verificar-se nos seguintes capítulos. Para auxiliar a tarefa de produção de energia de um parque fotovoltaico, será utilizado o *software* de simulação *PVsyst*, para dimensionamento e

---

<sup>12</sup>Fonte:[http://toolboxes.flexiblelearning.net.au/demosites/series13/13\\_02/content\\_sections/learn\\_about/07\\_sun\\_page\\_001.htm](http://toolboxes.flexiblelearning.net.au/demosites/series13/13_02/content_sections/learn_about/07_sun_page_001.htm), acedido a 8 de Novembro de 2012.

análise de centrais fotovoltaicas ligadas à rede e isoladas, com sistemas de bombagem ou em rede DC.

O primeiro passo para a definição do sistema fotovoltaico compreende a escolha da sua localização geográfica e dos respetivos dados meteorológicos. Estes dados poderão ser extraídos da própria base de dados do *PVsyst* (com cerca de 330 localizações em todo o mundo), importados a partir de diversas bases de dados externas (*PVGIS-ESRA*, *Helioclim-1*, *Retscreen*, *NASA-SSE*, *Satellight*, *Meteonorm*, entre outros) ou poderão compreender dados reais medidos para uma determinada localização.

O *PVsyst* trata-se de um *software* simples, acessível e bastante completo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, apresentando as seguintes vantagens:

- O acesso a todas as variáveis horárias da simulação;
- Fornecimento de gráficos e tabelas de todos os parâmetros solares, para uma dada localização e intervalo de tempo;
- A possibilidade de inserir dados reais (medidos exatamente no local do campo fotovoltaico).

O *PVsyst* garante uma precisão de cerca de 5% na produção anual estimada.

No âmbito do projeto de investimento, os parâmetros fundamentais do *software PVsyst* serão os seguintes:

- Irradiação Anual  $kWh/m^2$ , ou seja, a irradiância global incidente é a potência solar incidente numa superfície anualmente. Este valor depende da localização em que se encontra o projeto (este valor poderá ser retirado de bases de dados como o *PVGIS* e *Meteonorm*);
- Produção específica do sistema  $Y_f$  (*System Yield*), conferida em kWh/kWp/ano, é a energia anual realmente produzida pelo sistema fotovoltaico referente à potência nominal;
- Potência nominal depende da capacidade dos inversores, ou seja, é o valor de potência nominal que os inversores debitam, expresso em kW, sendo o valor representado no relatório de simulação emitido pelo *PVsyst*;

- Potência pico  $Cap_{WP}$  depende do tipo de módulo fotovoltaico escolhido para a central fotovoltaica. É obtido multiplicando a potência dos módulos fotovoltaicos pelo número de módulos existentes na central fotovoltaica, sendo expresso em kWp. Tal como o parâmetro anterior, este valor é representado no relatório emitido pelo *PVsystem*.



## **CAPÍTULO 3 - Modelos de Avaliação**

### **3.1 Avaliação económica de projetos**

Segundo Marques, um projeto de investimento,

[...] traduz-se numa intenção ou proposta de aplicação de recursos produtivos escassos (ativos fixos, corpóreos e incorpóreos e acréscimos de fundo de manei) tendo em vista melhorar ou aumentar a produção de um bem ou serviço, ou a diminuição de custos de produção (Marques, 2000:25).

De certa forma, um projeto de investimento poder-se-á definir como um conjunto de ações orientadas que utilizam recursos escassos, tendo como objetivo obter uma situação mais vantajosa do que aquela inicialmente existente através da geração de bens e serviços. Facilmente poder-se-á constatar que num projeto de investimento são geralmente afetados os recursos e os materiais para a obtenção de um benefício futuro, ou seja, uma situação económico-financeira superior à situação inicial. A decisão de um possível investimento por parte de uma empresa ou gestor dependerá, como é óbvio, do ambiente económico. Sendo passível de um eventual investimento, dependerá da análise dos projetos numa perspetiva financeira.

É facilmente perceptível que a política de investimento de uma empresa compreende um dos principais pilares para a obtenção de sucesso empresarial. Em muitos casos, a política de investimentos encontra-se assente nas mãos do gestor financeiro que tem a seu cargo duas tarefas importantes que podemos resumir como, quais os investimentos que deve fazer? E como serão financiados esses investimentos?

Segundo Brealey *et al.* (2007), as decisões de investimento e de financiamento são isoladas, isto é, analisadas de forma independente. Deste modo, quando surge uma oportunidade de investimento, o gestor financeiro verifica se o valor do projeto é superior ao capital necessário para executar a mesma. Caso a resposta seja afirmativa, deverá então considerar-se o modo de financiamento do projeto. No entanto, esta separação entre as decisões de investimento e de financiamento que os autores referem não implicará que o gestor financeiro possa ignorar os investidores e dos mercados financeiros ao analisar projetos de investimento.

### 3.1.1 Como elaborar a avaliação de projetos de investimento

Uma regra fundamental que Menezes refere é a de que “um projeto de investimento só deve ser empreendido se, no mínimo, proporcionar uma rendibilidade idêntica à de outras alternativas com o mesmo risco no mercado” (Menezes, 2005:243). É com base nesta premissa que a avaliação dos projetos deverá basear-se. Alguns aspetos importantes devem ser analisados quando pretendermos apostar num determinado investimento, tal como, apresentar uma correta perceção do projeto em si, através de uma interação entre a sua envolvente externa (macro ambiente e concorrência) e interna (vantagens competitivas e a sua sustentabilidade) (Soares *et al.*, 1999). É possível afirmar que este é o grande objetivo da análise estratégica, pois um projeto/investimento não surge por mero acaso, nem de forma isolada. Poder-se-á, igualmente, realçar a importância da análise estratégica em projetos de elevada dimensão e horizontes alargados, bem como a análise *SWOT* que integra os níveis externo e interno (*strengths, weakness, opportunities and threats*). O objetivo consistirá em evidenciar a consistência e interligação das várias alternativas em consideração.

Por seu lado, Soares *et al.*, (*Ibid.*) procedem à distinção entre duas óticas de avaliação dos investimentos: a económico-social e a empresarial ou financeira. A avaliação económico-social é, muitas vezes, aplicável a investimentos de cariz social que produzem uma melhoria geral das condições de uma região ou de um país em que a rendibilidade e retorno de investimento são secundarizados. A segunda vertente, ou seja, a avaliação empresarial ou financeira, compreende a avaliação do projeto de um modo puramente económico, sendo esta a vertente mais aprofundada no decorrer da presente dissertação. Hélio Barros (1991) descreve-nos que um dos aspetos mais importantes para a análise de um investimento será a identificação dos ativos, assim como os passivos que integrarão a avaliação.

Diversos elementos deverão ser considerados quando se analisam as alternativas possíveis de investimento num determinado setor. É possível destacar as seguintes variantes de investimento:

- Dimensão do projeto;
- A escolha do processo produtivo;
- Localização dos investimentos;

- A construção de variantes de um projeto;
- Determinação dos custos de investimento;
- Previsão sobre as necessidades de *working capital*;
- Previsões de receitas e custos de exploração.

Contudo, muitas vezes, a análise de um projeto de investimento torna-se numa tarefa complicada e subjetiva, em que nem sempre é fácil encontrar uma resposta ou caminho objetivo. Como tal, surgem métodos e modelos que permitem tornar facilitar essa tarefa mas, como anteriormente referido, nem sempre é obtida uma resposta consensual.

### 3.1.2 Modelos de análise de projeto de investimento

É possível constatar que muitas das técnicas de análise e avaliação do projeto de investimento consistem na junção de várias ciências e técnicas, nomeadamente a economia, a engenharia, a matemática financeira, a estatística, a organização e a gestão de empresas, entre outras. Estas permitirão obter a racionalização das decisões de investimento e de financiamento.

De acordo com Barros (2000), várias medidas poderão ser adotadas para caracterização da rentabilidade de um projeto de investimento. O resultado do exercício (do projeto) assume um papel bastante importante na análise do projeto de investimento, dependendo este do registo contabilístico adotado. Desta forma, surge o *cash flow*<sup>13</sup> a fim de evitar essa dependência da rentabilidade do procedimento contabilístico. O termo *cash flow* representa os recebimentos (*cash inflows*) e os pagamentos (*cash outflows*) da empresa/projeto durante um determinado período, tendo a grande vantagem, relativamente ao lucro, de se tratar de um conceito claramente definido.

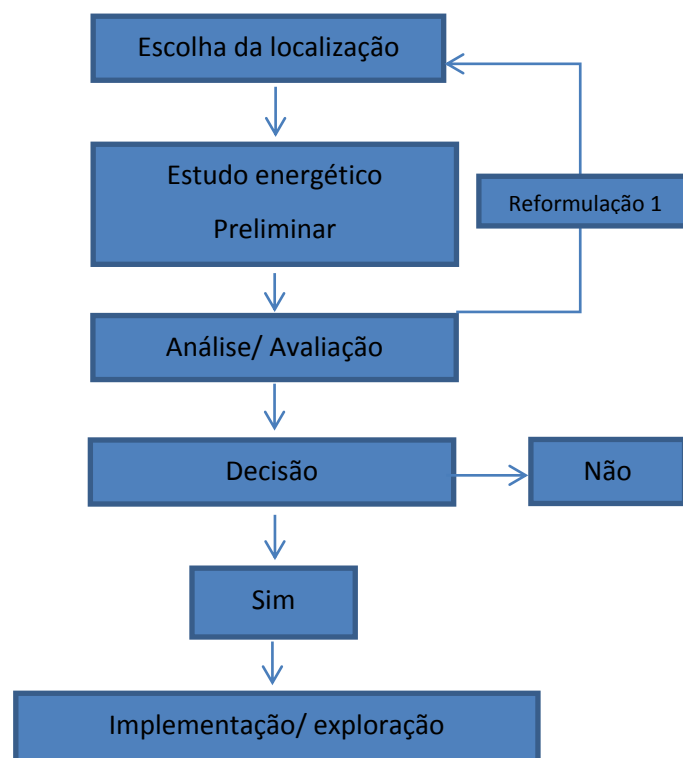
Existem vários métodos de avaliação baseados nos *cash-flows*, de entre os quais poder-se-á destacar o Modelo do *Discounted Cash Flow* (DCF) – *Free Cash Flow to the Firm*. Este é usado para estimar o valor de uma empresa ou de um projeto através do custo de capital,

---

<sup>13</sup> A expressão *cash flow* surgiu nos Estados Unidos da América num relatório da sociedade *Northen Central Railroad*, em 1863 (Menezes, 1987).

*determinando* o valor da empresa, não numa perspetiva estática mas dinâmica. Este valor não depende da sua situação atual nem do passado mas sim, fundamentalmente, da sua capacidade para gerar futuros fluxos monetários (*cash flows*). A empresa é valorizada pela sua potencialidade de criar riqueza. Nesta dissertação será adaptado o método DCF para a avaliação de projetos de investimento, e não para a avaliação de empresas, de modo a responder às particularidades de setor fotovoltaico, como se verá nos capítulos seguintes.

Na figura 6 encontram-se esquematizadas as etapas do ciclo de um projeto de investimento no setor fotovoltaico, com as possíveis opções a adotar.



**Figura 6 – Ciclo do projeto de investimento no setor fotovoltaico**

Geralmente, os projetos de investimento em FER apresentam um avultado investimento inicial, verificando-se receitas nos anos subsequentes, ou seja, a venda de energia e despesas associadas à operação e manutenção, assim como aos custos financeiros. Quando se pretende analisar um projeto de investimento em FER, um aspeto relevante a ter em conta compreenderá a verificação da energia produzida não representar custos superiores em relação à produção de energia por fontes convencionais. Como tal, dever-se-á ter em

consideração o custo de eletricidade associado a cada tecnologia, por outras palavras, o custo LCOE, analisado nos tópicos seguintes.

Ao executar um estudo de viabilidade económica de um projeto de investimento deverá trabalhar-se com valores estimados que dizem respeito a dados esperados que, naturalmente, possuem associado um determinado risco. O risco advém, principalmente, da incerteza que existe na previsão dos valores estimados. Para uma análise correta do projeto, a componente de análise de risco deverá estar presente para auxiliar nas decisões de investimento, no setor fotovoltaico, e que possui subjacentes alguns pressupostos, tais como o valor da tarifa, a localização da instalação, a tecnologia aplicada, a taxa de atualização, entre outros.

A análise de sensibilidade constitui, igualmente, uma componente importante da análise de rendibilidade de projetos de investimento, procurando, como o próprio nome o indica, determinar a sensibilidade da rendibilidade dos projetos às variações de parâmetros críticos. Estes serão aqueles que apresentarem, simultaneamente, um elevado grau de incerteza e parecerem suscetíveis de afetar significativamente a viabilidade do projeto. Por via da alteração de uma ou mais variáveis em análise, permitem determinar o impacto no valor de um critério de avaliação do projeto, neste caso no valor do projeto e da TIR.

### **3.1.3 Como o método de avaliação escolhido responde a essas particularidades**

Como anteriormente mencionado, existem formas alternativas para determinar a rendibilidade de um projeto de investimento. Contudo, muitas vezes, é necessário encontrar um método de avaliação consensual que, de certa forma, possa ser independente do modelo contabilístico adotado. Deste modo, surge o conceito de *cash-flow* (Barros, 2000).

Na avaliação com o método *Discounted Cash Flow* o valor de qualquer ativo é estimado, descontando os fluxos de caixa esperados sobre esse ativo apresentando uma taxa que reflete o seu grau de risco. Em certo sentido, é possível medir o valor intrínseco de um ativo. O valor de qualquer ativo dependerá dos fluxos de caixa gerados pelos mesmos, da sua vida, do crescimento esperado para os fluxos de caixa e do grau de risco associado. Por outras palavras, é o valor presente dos fluxos de caixa esperados para esse ativo. Este processo é

complicado pelo facto de alguns dos ativos da empresa/projeto terem sido previamente criados e, portanto, são ativos no local, uma componente significativa do valor da empresa reflete a expectativa sobre futuros investimentos. Contudo, o modelo de avaliação desenvolvido nesta dissertação apenas incidirá nos ativos do projeto, não refletindo a expectativa sobre futuros investimentos. O *Cash flow to the firm* poderá ser visto na perspetiva de uma empresa que incluirá tanto a dívida de investidores como o próprio capital dos investidores. Os fluxos de caixa para a empresa deverão então incluir os fluxos de caixa para ambos os detentores de direitos. para além disso, o fluxo de caixa para a empresa deverá ser obtido após os impostos e todas as necessidades de reinvestimento forem cumpridos (Damodaran, 2001). Neste caso de estudo, não será o *cash flow to firm* mas sim para o projeto, mantendo-se a mesma analogia, uma vez que um parque fotovoltaico possui uma vida útil de aproximadamente 25 anos. É facilmente perceptível que durante a exploração do parque fotovoltaico as várias rubricas que verificamos numa empresa, nomeadamente, em termos de *working capital*, P&L (*profit & losses*) e BS (*balance sheet*), poderão ser extrapoladas para um projeto de um parque fotovoltaico, fazendo sentido adaptar um modelo de avaliação de empresas para um modelo de avaliação de projeto, neste caso, no setor fotovoltaico.

### 3.2 Custo LCOE

Quando comparado com outras tecnologias, um dos principais problemas que se coloca na construção de uma central para produção de energia é o seu custo. O custo LCOE permitirá a um investidor obter o custo real de eletricidade produzida. De certo modo, a ideia principal deste método é a comparação da soma de todos os custos para a construção e operação de uma central fotovoltaica com a quantidade de energia produzida, obtendo-se assim o chamado LCOE em euros por kWh. Como todos os métodos de cálculo, existem vantagens e desvantagens. Contudo, este método constitui um princípio para a comparação de diferentes tecnologias.

Na presente dissertação, o cálculo do LCOE será realizado com base no método do valor presente líquido, no qual as despesas de investimento e os fluxos de rendimentos e gastos durante a vida útil da central fotovoltaica são calculados com base numa taxa de desconto,

neste caso, obtida através da WACC. Como desvantagem, o LCOE não considera a eletricidade produzida em qualquer altura do ano, nem a disponibilidade de produção. Desta forma, não pressupõe a diferenciação entre as fontes de energia contínuas e intermitentes. Tendo em conta as considerações anteriormente apresentadas, este método apresenta algumas lacunas como método de comparação entre as diversas tecnologias. Em 2014, o LACE (*Levelized Avoided Cost of Electricity*) tratou-se de outro método alternativo desenvolvido pela EIA que possui como finalidade a comparação do valor gerado de energia com a capacidade instalada. Para além disso, contabiliza todo o custo evitado ao longo do ciclo de vida do projeto, dividindo-o pela média anual de geração esperada. Nesta dissertação será analisado o método LCOE, contudo, como descrito anteriormente, o método em si apresenta algumas limitações.





## CAPÍTULO 4 - Metodologia

Com base nas considerações relatadas nos capítulos anteriores, desenvolveu-se uma metodologia de análise para aplicação a um caso de estudo real. Esta metodologia apresenta-se descrita ao longo das subsecções seguintes.

### 4.1 Parâmetros de Investimento

Para a análise do projeto de investimento serão considerados alguns dos parâmetros previamente descritos anteriormente, tal como a potência pico ( $Cap_{WP}$ ), a produção específica ( $Y_f$ ) e a degradação linear dos módulos. Deste modo, constituem os parâmetros de investimento fundamentais que serão tidos em conta na análise de projeto de investimento.

### 4.2 Parâmetros Financeiros

#### 4.2.1 Custos de Investimento (*Capital Expenditures*)

*Capital Expenditures (Capex)* compreende as despesas efetuadas em ativo fixo (compra de equipamentos, construção e aquisição de instalações) e todo o conjunto de despesas associadas à implementação do projeto (despesas de instalação, recrutamento e formação de pessoal, etc.). Este valor corresponde ao custo total do projeto, ou seja, o valor do orçamento do projeto no qual são tidos em conta parâmetros tal como os módulos, os inversores, as cablagens elétricas, o estaleiro, a mão-de-obra, a subcontratação, as subempreitadas, entre outros.

### 4.3 Parâmetros OPEX

#### 4.3.1 Custos de exploração (*Operational Expenditure*)

Os parâmetros *Opex* poderão ser considerados como os gastos necessários para o funcionamento diário do negócio, como os salários, os serviços públicos, a manutenção e os reparos. Nesta dissertação, serão considerados parâmetros tal como o custo com operação e a manutenção (O&M), os seguros e os custos administrativos.

### 4.4 Produção de Energia

A produção de energia elétrica de uma central fotovoltaica poderá ser considerada como o pressuposto fundamental na análise do projeto de investimento, pois é com base neste valor que será desenvolvida a previsão de *cash flows* do mesmo. No presente trabalho, serão considerados os seguintes pressupostos:

- Perda anual de energia, em que todos os módulos solares fotovoltaicos sofrem uma degradação de potência ao longo dos seus anos de funcionamento. Tanto as qualidades do silício, como as dos demais componentes utilizados na produção dos módulos solares fotovoltaicos, influem no nível de degradação. Assim, quanto maior a qualidade dos componentes do módulo, menor será a degradação.
- Para o cálculo da produção anual de energia ( $P_{AE}$ ) serão consideradas a potência pico instalada ( $Cap_{WP}$ ), a produção específica da instalação ( $Yf$ ) e a degradação linear dos módulos. Deste modo, para o cálculo referente à produção anual de energia da central fotovoltaica, será usada a seguinte expressão:

$$P_{AE} = Cap_{WP} \cdot Yf \cdot (1 - \text{degradação linear módulos}) \quad (4.1)$$

## 4.5 Parâmetros de financiamento

Para assegurar o financiamento de um projeto poder-se-ão utilizar recursos financeiros internamente gerados ou obtidos no exterior de uma empresa. Existem duas alternativas principais para o financiamento de um projeto: o capital alheio e o capital próprio

### 4.5.1 Financiamento em capital alheio

Nesta dissertação será abordado o regime de reembolso em prestações constantes.

#### 4.5.1.1 Reembolso em prestações constantes

A prestação a liquidar é constante. Serão criados os seguintes elementos para o cálculo: capital em dívida no início do período, juros do capital em dívida, amortização de capital e prestação a liquidar. O método de prestações constantes a utilizar neste projeto é composto pela sequência dos seguintes passos<sup>14</sup>:

1. Determinação da primeira amortização, utilizando a expressão (4.2), na qual C corresponde ao montante pedido, t é o período do empréstimo e i corresponde à taxa de juro.

$$m_1 = C \times (S_{ti})^{-1} \quad (4.2)$$

Por definição de valor acumulado de uma renda imediata e inteira, sabe-se que:

---

<sup>14</sup> Este método foi executado de acordo com (Saias *et al.*, 2004:282).

$$S_{t i} = \frac{(1+i)^t - 1}{i} \quad (4.3)$$

2. Cálculo das amortizações sucessivas:

$$m_t = m_1 \times (1 + i)^{t-1} \quad (4.4)$$

3. Cálculo do capital em dívida no início de cada período, valor que poderá ser obtido através da diferença entre o capital em dívida no início do período anterior e da amortização realizada no período anterior e a amortização realizada no período (calculada no segundo passo). No primeiro período, o capital em dívida é o total da soma mutuada;

4. Cálculo dos juros vencidos em cada período, valor que obtido através da multiplicação do capital em dívida no início do período (calculado no terceiro passo) pela taxa de juro;

5. Cálculo das prestações, obtido período a período através da soma da amortização do período (calculada no segundo passo) com a parcela de juros vencidos.

#### 4.5.1.2 Financiamento em capitais próprios

Sobre o financiamento em capitais próprios, pode-se afirmar que os capitais próprios proporcionam aos financiadores direitos de propriedade e controlo sobre o projeto (Martins *et al.*, 2011). Nesta dissertação será considerado o resultado obtido através de ambos os cenários, capitais próprios e alheios.

## 4.6 Descrição das receitas

### 4.6.1 Produção de energia média anual

Para a determinação da produção de energia média anual, recorre-se a alguns parâmetros anteriormente descritos aplicáveis durante o período de validade da tarifa bonificada que na presente dissertação será de 15 anos.

Neste caso, a produção de energia, esperada para o 1º ano:

$$P_{EA1} = Cap_{WP} \times Y_f \times (1 - \text{degradação linear módulos}) \quad (4.5)$$

Para o 2º ano:

$$P_{EA2} = P_{EA1} \times (1 - \text{degradação linear módulos}) \quad (4.6)$$

Para qualquer ano t:

$$P_{EA t} = P_{EA t-1} \times (1 - \text{degradação linear módulos}) \quad (4.7)$$

### 4.6.2 Receita média anual

A determinação da receita média anual, para qualquer ano t, é dada multiplicando a produção de energia produzida em cada ano, pelo valor da tarifa paga pela injeção de energia na rede, utilizando-se a seguinte expressão:

$$R_t = \text{tarifa} \times P_{AE t} \quad (4.8)$$

#### 4.7 Metodologia adotada para elaboração de demonstrações financeiras

A metodologia desenvolvida para a elaboração do modelo de análise de projeto de investimento para centrais fotovoltaicas engloba as seguintes rubricas: P&L (*profit & losses*), BS (*balance sheet*) e *working capital* que se aplicam para os 15 anos de funcionamento do projeto.

##### 4.7.1 P&L (*Profit & Losses*)

Na presente dissertação, a rubrica de P&L determina o resultado do projeto num determinado momento, sendo possível que esse valor seja positivo ou negativo. Se o resultado for positivo nesse ano, o volume de receitas do projeto será superior aos custos. Por outro lado, no ano em que o projeto decorreu, se o resultado líquido for negativo os custos serão superiores às receitas. Enquanto que o BS descreve o valor do património do projeto de investimento, num determinado momento estático, o P&L avalia apenas quais os resultados gerados pelo projeto num determinado momento, geralmente num ano fiscal.

Para o cálculo do total da receita estimada anual, foi aplicada a fórmula anteriormente apresentada (4.8), durante cada ano de funcionamento do projeto. O total de custos *Opex* engloba os seguintes itens: custos de operação e manutenção, seguros e custos com o pessoal.

Desta forma, no seu cálculo será apresentada a seguinte expressão:

$$\text{Total custos Opex}_t = \sum_{t=1}^n C_{O\&M}_t + C_{S_t} + C_{P_t} \quad (4.9)$$

Onde:

- $C_{O\&M}_t$ , custos associados com operação e manutenção para ano t;

- $C_{S_t}$ , custos associados com seguros para ano t;
- $C_{p_t}$ , custos com pessoal para ano t.

O cálculo do EBITDA (Resultados Antes de Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações) para cada ano é obtido através da subtração do total de receita estimada em cada ano pelo total de custos *Opex* do ano correspondente.

$$EBITDA_t = R_t - Total\ Custos\ Opex_t \quad (4.10)$$

Quanto ao valor de amortizações considerado para cada ano é aplicada a seguinte expressão:

$$Amortização_t = \frac{Capex}{n} \quad (4.11)$$

Onde, n é o número de anos de validade da tarifa.

O cálculo do EBIT (Resultado antes de juros e imposto) para cada ano t é determinado da seguinte forma:

$$EBIT_t = EBITDA_t - Amortizações_t \quad (4.12)$$

Caso se opte por realizar o projeto recorrendo a capitais alheios, os respetivos juros de capital em dívida serão retirados ao RAI (resultado antes de imposto).

Por sua vez, o RAI, para cada ano t é obtido por:

$$RAI_t = EBIT_t - juros_t \quad (4.13)$$

O Resultado líquido é determinado retirando a componente de impostos ao RAI.

$$RL_t = RAI_t - impostos_t \quad (4.14)$$

#### 4.7.2 BS (*Balance Sheet*)

A principal função do BS será revelar a situação financeira de uma empresa, neste caso do projeto, num determinado momento, geralmente no último dia do ano. No fundo, trata-se de uma “fotografia” da situação financeira nessa data (Vieta *et al.*, 2013). No decorrer da análise dos FCFE será criado um balanço com análise da situação financeira da central fotovoltaica. A função do balanço pretende descrever o património ou o capital próprio de uma determinada organização/projeto, num determinado momento.

O capital próprio poderá ainda ser dividido em capital próprio inicial ou adquirido. Por sua vez, o passivo não é mais do que o conjunto de compromissos financeiros que o parque fotovoltaico possui com terceiros, nomeadamente fornecedores, dívidas, etc.

Quanto à rubrica BS, serão abordados os seguintes itens:

- Ativos, podendo dividir-se nos seguintes tópicos: imobilizado, *stock*, clientes e dinheiro.

Sendo que o total de ativos considerado para cada ano é dado pela expressão:

$$Total\ de\ ativos_t = Imobilizado_t + stock_t + clientes_t + dinheiro_t \quad (4.15)$$

- O Capital próprio para cada ano englobará o capital social e o resultado líquido.

$$Total\ de\ capital\ próprio_t = Capital\ social_t + reservas_t + resultado\ líquido_t$$

(4.16)

- Passivo, contendo os seguintes itens: dívida financeira, fornecedores e outros credores.



$$Total\ do\ passivo_t = dívida_t + fornecedores_t + outros\ credores_t \quad (4.17)$$

Relativamente às necessidades de *working capital* encontram-se apenas assentes nos seguintes tópicos:

- Ativos, subdividindo-se na soma dos seguintes itens: clientes e *stock*;
- Passivos, constituído pelos fornecedores;
- As necessidades de *working capital*, para cada ano t, são obtidas pela seguinte expressão:

$$Working\ Capital_t = ativo_t - passivo_t \quad (4.18)$$

- A variação de *working capital* obtém-se pela diferença entre o valor de *working capital* do ano t+1 pelo anterior, ou seja:

$$\Delta\ working\ capital = WC_{t+1} - WC_t \quad (4.19)$$

As rúbricas descritas são elementos-chave para o cálculo do *free cash flow* do projeto de investimento, como se poderá constatar nos próximos capítulos. Para continuação do desenvolvimento da metodologia de análise de projeto de investimento serão apresentados alguns conceitos necessários para a compreensão do método de cálculo DCF.

#### 4.8 Taxa de desconto

Uma questão fundamental na avaliação de projetos incide sobre o conjunto de fluxos financeiros que se encontram associados ao projeto, pois serão estes fluxos financeiros que decidirão sobre a viabilidade do projeto. Para a compreensão do conceito da taxa de desconto,

dever-se-á pensar que o valor do dinheiro é variável com o tempo, ou seja, o valor de uma unidade monetária atual é diferente do valor da mesma unidade monetária ao fim de 2 anos. O mesmo sucede devido à possibilidade de um possível investimento nessa mesma unidade monetária, em títulos ou ativos, possibilitando, deste modo receber um rendimento futuro sobre essa unidade monetária. Barros (2000). Assim sendo, é muito importante que se proceda à atualização dos fluxos gerados em momentos futuros para o momento atual, sendo para isso necessário avaliar qual a taxa de desconto mais adequada. Alguns princípios poderão ser descritos quando se pretende determinar a melhor taxa de desconto a aplicar na avaliação de projetos de investimento (Soares *et al.*, 1999):

- A taxa de desconto deverá ser, no mínimo, idêntica à melhor remuneração possível de obter numa outra aplicação alternativa de capital financeira. Como por exemplo, uma obrigação do tesouro;
- O risco deverá ser compensado em termos de rendibilidade.

Contudo, não existe um método exato para a determinação da taxa de desconto mais apropriada para um projeto de investimento, sendo, por vezes, algo bastante complexo e difícil.

#### 4.9 Cálculo da taxa de desconto, utilizando o modelo CAPM

Para investir num determinado projeto, o investidor irá exigir, no mínimo, a remuneração que obteria caso investisse o seu dinheiro num ativo com um nível de risco mais baixo, como por exemplo os bilhetes do tesouro. Quem investe possui uma clara intenção, ou seja, espera da carteira de mercado uma rendibilidade mais elevada do que, por exemplo a rendibilidade de bilhetes de tesouro. Daí que o risco seja maior, porém o retorno económico será igualmente maior. A diferença entre a rendibilidade do mercado e a taxa de juro designa-se por prémio de risco do mercado, ou seja,  $(E_{(rm)} - r_f)$ .

Em meados da década de 60, William Sharpe, John Lintner e Jack Treynor criaram o modelo CAPM. O *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) que permite determinar o prémio de risco do projeto em função do seu nível de risco económico, dado pelo seu *unlevered beta* (beta dos ativos) (Brealey *et al.*, 2007). Neste caso, considera-se que o projeto é financiado pelo capital próprio. A vantagem deste modelo será proporcionar um instrumento prático para análise da rentabilidade exigida a um investimento com risco. Uma das críticas que poderá ser feita ao modelo CAPM será a dificuldade para estimar o beta de um projeto.

$$r_E = r_f + \beta_U \times (E(r_m) - r_f) \quad (4.20)$$

Onde:

$r_E$  = Custo do capital próprio (taxa de desconto);

$r_f$  = Rendimento de um activo sem risco;

$\beta_U$  = *unlevered beta* associado à atividade da empresa;

$E(r_m)$  = Rendimento médio esperado no mercado de capitais;

$E(r_m) - r_f$  = Prémio de risco.

Na expressão apresentada ao invés de se utilizar o  $\beta_U$ , será utilizado o  $\beta_L$ , de forma a incluir o risco financeiro que resulta da dívida existente na estrutura de capitais do projeto. Tal, terá como consequência o aumento do valor do custo do capital próprio, o que implicará uma maior exigência de uma maior rentabilidade do projeto.

Para o cálculo do valor estimado referente ao beta do ativo ( $\beta_U$ ) do setor de atividade, recorrer-se-á às tabelas fornecidas por Aswath Damodaran<sup>15</sup>. Uma vez determinado o valor de  $\beta_U$ , o valor de  $\beta_L$  será determinado através da seguinte expressão abaixo mencionada:

---

<sup>15</sup> < <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

$$\beta_L = \beta_U + (\beta_U - \beta_D)(1 - t) \frac{D}{E} \quad (4.21)$$

Onde:

$\beta_U$  = *Unlevered beta*;

$\beta_L$  = Designa o *levered beta* (beta do capital próprio);

$\beta_D$  = Designa o *beta* da dívida (consideramos que é zero, ou seja, não existe risco de *default*);

$E$  = Representa o valor de mercado do capital próprio;

$D$  = O valor de mercado do passivo;

$t$  = A taxa de impostos sobre lucro.

Nesta expressão, os rácios de valor de mercado de capitais próprios correspondem ao valor dos capitais próprios do projeto, enquanto que o valor de mercado da dívida corresponde ao valor da dívida do projeto.

#### 4.10 Cálculo da Taxa de desconto, utilizando o modelo WACC

De acordo com Mota *et al.* (2012), se consideramos que o projeto será integralmente financiado por capitais próprios, numa avaliação de projetos de investimento, a taxa de desconto mais apropriada será determinada pelo CAPM. Ou seja, a taxa de desconto corresponderá ao custo do capital próprio, determinado a partir do beta *unlevered*, isento de risco financeiro. O objetivo desta consideração pretende a separação da decisão de investimento real da decisão de estrutura de capital, assim como a verificação separada dos efeitos de cada uma. Contudo, as empresas e muitos projetos financiam-se com capitais próprios e capitais alheios. Deste modo, será de todo conveniente que os efeitos associados à dívida estejam refletidos no valor do projeto. Assim sendo, na presente dissertação será

utilizado o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) que consiste em incorporar os efeitos da decisão de financiamento por via do ajustamento da taxa de desconto, utilizada para atualizar os *unlevered cash flows*. A introdução de dívida levará a que o custo do capital seja uma média ponderada do custo de capital próprio e do custo da dívida líquido de impostos sobre os lucros.

A expressão para cálculo da WACC é a seguinte:

$$WACC = r_E \frac{E}{E+D} + r_D (1 - t) \frac{D}{E+D} \quad (4.22)$$

Onde:

E = Valor de mercado dos capitais próprios;

D = Designa o valor de mercado da dívida;

$r_E$  = Custo do capital próprio;

$r_D (1 - t)$  = Custo da dívida líquido de impostos.

Tal como anteriormente, os rácios de valor de mercado de capitais próprios correspondem ao valor de capitais próprios do projeto, enquanto que o valor de mercado da dívida corresponde ao valor de dívida do projeto. O risco operacional e o risco financeiro da empresa deverão estar representados na WACC.

A metodologia a utilizar para cálculo da WACC será a seguinte:

- Obter *unlevered* beta do setor onde se insere o projeto ou de empresa comparável em termos de risco operacional;
- Calcular o *levered beta* utilizando o target *debt-to-equity* e a taxa de imposto do projeto;
- Calcular o *cost of equity* via CAPM utilizando o *levered beta* do passo anterior;
- Calcular o *cost of debt* do projeto.

Calcular o WACC utilizando o *cost of equity* e *cost of debt* obtido nos passos anteriores.

#### 4.11 Cost of Debt

Recorrendo a Mota *et al* , “o custo da dívida líquido de impostos  $r_D(1 - t)$  a utilizar no cálculo do WACC deverá ser o *all-in cost* líquido de imposto da fonte de financiamento que podemos utilizar no projeto” (Mota *et al.*, 2012:155). Nesta dissertação considerou-se que o valor do custo da dívida prévio à aplicação de impostos,  $r_D$ , será obtido através da soma do *spread* contraído através de financiamento e pelo valor considerado do rendimento de um ativo sem risco, neste caso taxa de juro de obrigações alemãs.

#### 4.12 Prazo médio de recebimentos e pagamentos

O prazo médio de recebimento e pagamento será considerado em dias. Este é um dos parâmetros que poderá ser variável, sendo utilizado para determinar o valor do ativo do parque fotovoltaico, neste caso, através da rubrica de clientes. Quanto ao valor do passivo, este será obtido através da rúbrica fornecedores.

#### 4.13 Análise de *Cash Flows*

Como já anteriormente referido, a análise de *cash flows* será abordada pelo método: *DCFF – free cash flow to the firm (project)*. Para a análise de *cash-flows*, será elaborada uma demonstração financeira previsível do parque fotovoltaico ao longo dos 15 anos de previsão de funcionamento da central. Na mesma encontrar-se-ão incluídas as rúbricas P&L, BS e *Working Capital*. O objetivo da demonstração financeira consistirá na determinação do valor do projeto, da TIR e do *Payback*.

#### 4.14 *Discounted Cash Flow – Free cash flow to the firm (DCFF)*

Como descrito no capítulo anterior, no que refere à avaliação com o método *Discounted Cash Flow*, é estimado o valor de qualquer ativo descontando os fluxos de caixa esperados sobre esse ativo, com uma taxa que reflete o seu grau de risco. O valor de qualquer ativo depende dos fluxos de caixa gerados pelo mesmo, da vida do próprio ativo, do crescimento esperado para os fluxos de caixa e do grau de risco associado. Por outras palavras, será o valor presente dos fluxos de caixa esperados para esse ativo. O modelo de avaliação desenvolvido nesta dissertação apenas incidirá nos ativos do projeto, não estando refletida a expectativa sobre os investimentos futuros.

Desta forma, será facilmente perceptível que os FCFF traduzam a diferença entre o *cash inflow* (entrada de fundos) e o *cash outflow* (saída de fundos), resultantes do ciclo das operações de exploração do projeto. Neste caso, o *cash inflow* dependerá dos custos e dos proveitos de exploração, isto é, do EBIT ao qual será necessário retirar os impostos e adicionar as amortizações (pois representam custos não desembolsáveis):

$$EBIT(1 - t)_t + Amortizações_t \quad (4.23)$$

Por sua vez, o *cash outflow* será o esforço de investimento associado à exploração da atividade, assim como em termos de investimento em *working capital* (Mota *et al.*, 2012).

$$Investimento em Capital Fixo (capex)_t + Investimento em Working Capital_t$$

(4.24)

Deste modo, o FCFF consistirá nos fundos gerados pela atividade operacional do projeto, uma vez realizados os investimentos de reposição e/ou expansão, traduzindo os fundos que se encontram disponíveis para remuneração da totalidade do capital investido no projeto (capital próprio e dívida financeira).

$$FCFF_t = EBIT(1 - t)_t + amortizações_t - investimento em capital fixo (capex)_t - Investimento em Working Capital (\Delta WC)_t \quad (4.25)$$

Para determinar o valor global do projeto, os FCFF deverão ser atualizados a uma taxa apropriada, usando para tal a WACC.

$$Valor do projeto = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1+WACC)^t} \quad (4.26)$$

Neste caso, o projeto deverá ser executado se a TIR for superior ao WACC” (*Ibid.*).

#### 4.15 Taxa interna de rentabilidade (TIR)

Tendo como base Saias *et al.*, “a taxa Interna de Rentabilidade (*Internal Rate of Return*) traduz a taxa de atualização que aplicada a dois conjuntos de *cash flows*, respetivamente negativos e positivos, os torna equivalentes, ou seja, a taxa de atualização que torna nulo o valor do projeto” (Saias *et al.*, 2004:347).

Para o cálculo da TIR, será aplicada a seguinte expressão:

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} \quad (4.27)$$

“A TIR corresponde à taxa máxima a que a empresa poderia financiar o projeto sem que o mesmo se saldasse numa perda líquida para a empresa” (*Ibid.*:352). Em particular, este tipo de projeto será economicamente viável se e só se a sua TIR for superior ou igual ao seu custo do capital. Com efeito, de acordo com Barros, “a TIR é a taxa mais elevada a que um investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento, sem perder dinheiro” (Barros, 2005:78). Para compreensão da lógica subjacente ao critério da TIR, dever-se-á ter em conta que num projeto convencional o valor do projeto como função de



atualização é decrescente e convexo, tendendo para o valor negativo do investimento, enquanto que a TIR tende para o infinito. O gráfico seguinte sintetiza esta ideia:

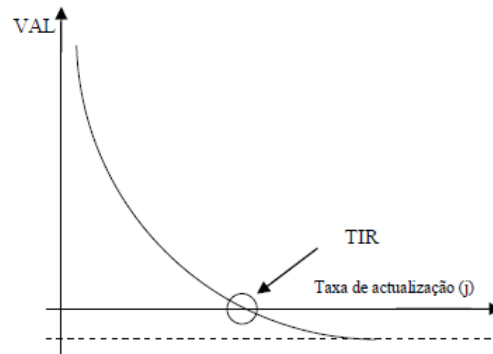


Figura 7 – Relação entre TIR e VP (Barros, 2005)

Desta forma, o VP será positivo apenas se a taxa de atualização for inferior à TIR. Considera-se que o projeto é economicamente viável sempre que  $TIR \geq r$  (taxa de desconto).

#### 4.16 *Payback*

O período de recuperação do investimento, também conhecido por *Payback*, compreende o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro acumulado se iguala ao valor desse investimento. Segundo Soares *et al.*, “Este modelo proporciona o número de períodos para os quais, através dos *cash-flows* de exploração gerados, se recupera o capital investido” (Soares *et al.*, 2007:201). Com base neste raciocínio será possível ordenar vários projetos, assumindo como medida do risco associado a cada um deles a rapidez com que se recupera o investimento. No entanto, este critério não é isento de algumas críticas demolidoras: não considera os *cash flows* que ocorrem após o período de recuperação; não tem em conta os valores de investimento, assenta exclusivamente na velocidade da recuperação. De acordo com este modelo de avaliação não serão aceitáveis projetos que apresentem um período de recuperação de capital superior ao tempo de vida útil do projeto.

#### 4.17 Metodologia desenvolvida para o cálculo do *Free Cash Flow to Firm*

O método desenvolvido para o cálculo do *Free Cash Flow to firm* envolve a determinação do lucro operacional e dos custos operacionais. Para cada ano do projeto, o lucro operacional, será determinado da seguinte forma:

$$\text{Lucro operacional}_t = \text{Total de receitas estimadas}_t + \text{outras receitas operacionais}_t$$

(4.28)

Por sua vez, os custos operacionais corresponderão ao total de custos *Opex*.

$$\text{Custos operacionais}_t = \text{Total de custos Opex}_t$$

(4.29)

O EBITDA será calculado da seguinte forma:

$$\text{EBITDA}_t = \text{Lucro operacional}_t - \text{Custos operacionais}_t$$

(4.30)

O EBIT é determinado retirando a componente de amortizações para cada ano:

$$\text{EBIT}_t = \text{EBITDA}_t - \text{amortizações}_t$$

(4.31)

Retirando a componente de impostos ao EBIT obtém-se:

$$\text{EBIT depois impostos}_t = \text{EBIT}_t - \text{Impostos}_t$$

(4.32)

Adicionando a componente de amortizações à fórmula anterior obtém-se:

$$EBITDA \text{ depois de impostos } _t = EBIT \text{ depois de impostos } _t + Amortizações _t$$

(4.33)

De modo a determinar o total de *Capex*, para cada ano do parque fotovoltaico, aplica-se a seguinte expressão:

$$Total \text{ Capex } _t = Investimento / desinvestimento \text{ em Capex } _t + Investimento / desinvestimento _t \Delta Working \text{ capital } _t$$

(4.34)

Deste modo, os  $FCFF_n$  correspondentes a cada ano são determinados através de:

$$Free \text{ cash flow project } _t = EBITDA \text{ depois de impostos } _t - total \text{ Capex } _t$$

(4.35)

Esta fórmula aplica-se anualmente e durante o período de funcionamento do parque. Por sua vez, os *free cash flows* serão atualizados usando a WACC. O valor do projeto corresponderá à soma dos *free cash flows*, atualizados com a taxa WACC, durante o tempo de vida do projeto:

$$Present \text{ Free Cash Flow} = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1+WACC)^t}$$

(4.36)

#### 4.18 Cálculo do LCOE

Para o cálculo do custo LCOE será aplicada a expressão (4.37), de acordo com o Fraunhofer Institut (Kost *et al.*, 2013). A taxa de desconto utilizada será determinada pelo WACC, sendo utilizado o mesmo valor considerado na análise do projeto de avaliação económica.

$$LCOE = \frac{Capex + \sum_{t=1}^n \frac{Opext}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{P_{AEt}}{(1+i)^t}} \quad (4.37)$$

Onde:

- LCOE é *Levelized cost of electricity* em Euros/kWh;
- *Capex* é investimento inicial;
- *Opex* são os custos de operação e manutenção em euros, para cada ano t;
- $P_{AEt}$  a produção de energia para cada ano t, em kWh;
- i taxa de juro em % (WACC);
- n os 15 anos de funcionamento do parque;
- t corresponde ao ano específico (1, 2, ...n).

#### 4.19 Análise de Risco

O objetivo da análise de risco passa pela determinação da maior ou menor influência que determinadas variáveis terão no decorrer do projeto. Para isso, serão atribuídos vários valores a variáveis-chave de análise do projeto. O nível de risco das variáveis encontrar-se-á refletido no valor global do projeto, na TIR e no *payback*.

#### **4.20** Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade que se pretende verificar na presente dissertação compreende as seguintes variáveis: tarifa de venda de energia (€/KWp), produção de energia (kWh/kWp/ano) e taxa de atualização (CAPM e WACC).

#### **4.21** Análise de Cenários

A análise de cenários surge como complemento à análise de sensibilidade, uma vez determinadas as principais variáveis de risco, que maior impacto tem na rentabilidade de um projeto de investimento no setor fotovoltaico. A análise de cenários terá como base a criação de dois cenários: um cenário com dívida (capitais alheios) e um cenário sem dívida (capitais próprios). Nos 2 cenários serão refletidas as previsões em termos de valor global do projeto, TIR e payback. A análise de cenários poderá ser concebida como uma ferramenta de análise de rentabilidade para um potencial investidor, bem como para um potencial promotor.

## CAPÍTULO 5 - Caso de estudo

### 5.1 Caracterização da central fotovoltaica

O caso de estudo considerado trata-se da análise de uma central fotovoltaica com ligação à rede com uma potência nominal de 6 MW. O array<sup>16</sup> fotovoltaico é composto por 28320 módulos fotovoltaicos na totalidade, sendo que existirão 1180 *strings* com módulos de potência 240Wp e 236 *strings* com módulos de potência 235 Wp, sendo que cada *string* possui 20 módulos em série.

Deste modo, a potência o pico da central é de 6.773 MWp. Existem seis inversores com a potência nominal AC total de 6 MW. Desta forma, obtém-se uma razão de potência nominal de 1,129 (razão entre a potência nominal do array e a potência nominal AC dos inversores). Relativamente à orientação dos módulos, recorreu-se à recomendação do *software PVsyst* para a localização em causa, ou seja, 30° de inclinação.

### 5.2 Simulação com o *PVsyst*

Para a simulação com o *PVsyst* foi utilizada uma média com os dados meteorológicos de três bases de dados (*PVgis*, *Meteonorm* e *Nasa*). A utilização da média destas três bases possui como fundamento a minimização das diferenças existentes entre elas, procurando, deste modo, obter um valor realista. Para a localização da central fotovoltaica, na tabela 3 encontra-se mencionados os dados meteorológicos, assim como os dados mensais de irradiação global horizontal e de temperatura ambiente.

---

<sup>16</sup> Conjunto de módulos em série.

	<i>Irradiância Global Horizontal (kWh/m<sup>2</sup>)</i>	<i>Temperatura (°C)</i>
<i>Janeiro</i>	83,9	11,8
<i>Fevereiro</i>	92,6	12,4
<i>Março</i>	153,9	14,1
<i>Abril</i>	184,1	15,5
<i>Maio</i>	226,0	17,9
<i>Junho</i>	238,8	21,1
<i>Julho</i>	251,1	23,3
<i>Agosto</i>	222,6	23,4
<i>Setembro</i>	171,7	21,6
<i>Outubro</i>	127,5	18,9
<i>Novembro</i>	86,4	14,9
<i>Dezembro</i>	73,7	12,6
<i>Anual</i>	1.912,3	17,3

Tabela 3 - Dados meteorológicos retirados do PVGIS, Meteonorm e NASA, para um ano típico.

Com estas considerações obtiveram-se os resultados mensais para a irradiação global incidente e efetiva, apresentados na tabela 4:

	<i>Irradiação global incidente (kWh/m<sup>2</sup>)</i>	<i>Irradiação global efetiva (kWh/m<sup>2</sup>)</i>
<i>Janeiro</i>	133,9	122,8
<i>Fevereiro</i>	129,5	121,7
<i>Março</i>	191,1	181,6
<i>Abril</i>	200,8	190,9
<i>Maio</i>	220,8	209,2
<i>Junho</i>	221,7	209,7
<i>Julho</i>	237,8	225,3
<i>Agosto</i>	231,2	219,9
<i>Setembro</i>	204,1	194,7
<i>Outubro</i>	172,9	163,5
<i>Novembro</i>	129,9	120,7
<i>Dezembro</i>	120,0	109,3
<i>Anual</i>	2.193,7	2.069,2

Tabela 4 - Resultados de irradiação global incidente e efetiva.

### **5.3 Dados fundamentais da simulação**

Ao efetuar a simulação para as condições específicas do local, obteve-se uma produção específica de 1747 (PE) kWh/kWp/ano, sendo a energia anual realmente produzida pela central fotovoltaica relativamente à potência nominal. Em princípio, este será o valor de energia que a central fotovoltaica produzirá anualmente em condições normais. O *PVsys* garante uma precisão de +/- 5% na produção anual estimada, tendo sido obtido o valor de 11829979 kWh/ano.

### **5.4 Custos de investimento (*Capex*)**

O custo total deste parque foi de 19.641.700,00 €. O custo de cada componente associado ao projeto em €/Wp (Euros por Watt pico), unidade de referência em termos de energia, é de 2.90 €/Wp.

### **5.5 Análise de projeto de investimento**

#### **5.5.1 Parâmetros de investimento**

No primeiro ano de funcionamento, foi considerado que a central fotovoltaica apresenta uma disponibilidade entre 97% e os 100%. Ou seja, existe uma degradação inicial no primeiro ano de funcionamento dos módulos que poderá chegar aos 3% e que após o primeiro ano implicará uma degradação linear dos módulos fotovoltaicos na ordem de 0,7%, de acordo com os dados do fabricante<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> Hanwha Solar SF220 Poly x-tra (2012). “Datasheet”. Acedido em 20 de Dezembro de 2014, disponível em <http://www.hanwha-solarone.com/en/products/modules/polycrystalline-modules> .



### Dados do Projeto

Localização	Algarve
Potência Nominal (kW)	6.000
Potência Pico (kWp)	6.773
PR (%)	80
Produção Especifica (PE) kWh/kWp/ano	1.747
Produção de Energia (kWh)	11.829.979
Degradação linear dos módulos (%)	0,70
Degradação linear dos módulos 1ª ano (%)	1,00
Tarifa (€ /kWh)	0,26
Receita Prevista (Estimada)	3.750.103

Tabela 5 – Dados do projeto

### 5.5.2 Parâmetros financeiros

Foi considerado o valor total de orçamento do projeto que contempla toda a estrutura necessária para a execução do projeto, neste caso cerca de 19.641.700,00 €. A taxa de IRC é de 26,5% e a taxa de juro é obtida através do empréstimo. Neste caso será feita uma simulação com a solução caixa empresa energias renováveis da Caixa Geral de Depósitos (CGD). A taxa de inflação considerada foi a prevista pelo Banco de Portugal.

### Parâmetros Financeiros

Custo Investimento (€)	19.641.700,00
Custo (€/Wp)	2,90
Taxa IRC (%)	26,50
Taxa de inflação (%)	2,80

Tabela 6 – Parâmetros financeiros

### 5.5.3 Parâmetros *Opex*

Para os parâmetros *Opex* foram considerados os valores médios que estão descritos na tabela 7. Estes parâmetros traduzem os custos de exploração que correspondem à atividade necessária para o correto funcionamento do parque fotovoltaico.

<b>Parâmetros OPEX (€/kWp)</b>	
Custos Operação e Manutenção	25
Seguros	5
Custos com pessoal	1

**Tabela 7 – Parâmetros OPEX**

### 5.5.4 Parâmetros de remuneração

O valor da tarifa a ser paga pela injeção de energia elétrica na rede é dado pelas fórmulas apresentadas no capítulo 3. Contudo, de forma a poder comparar com os dados reais considerados na construção do parque, foi considerado o mesmo valor de tarifa que foi atribuído à central fotovoltaica, neste caso, 0,26 €/kWh. Relativamente à validade da tarifa o valor considerado foi de 15 anos.

<b>Parâmetros Remuneração</b>	
Tarifa (€/kWh)	0,26
Validade da tarifa (Anos)	15

**Tabela 8 – Parâmetros de Remuneração**

### 5.5.5 Parâmetros de financiamento

Foi considerada a solução caixa empresas energias renováveis da Caixa Geral de Depósitos, sendo o reembolso a efetuar em regime de prestações constantes.

Parâmetros de financiamento	
Dívida (%)	70,00
Capitais Próprios (%)	30,00
Tipo de Financiamento	Prestação Constante
Euribor (meses)	3
Spread (%)	6,00
Taxa de juro (%)	6,19
Duração do empréstimo (Anos)	12

Tabela 9 – Parâmetros de Financiamento

## 5.6 Taxa de desconto

### 5.6.1 Modelo - CAPM

Para o cálculo do modelo, deverão ser determinados alguns passos, nomeadamente a determinação do  $\beta_U$  (*unlevered beta* associado à atividade da empresa), também designado por beta do ativo. Neste trabalho, foram considerados dados provenientes das tabelas de Damodaran (2001) nas quais foram fornecidos vários valores de *average beta* para determinados setores. Considerou-se o valor mais aproximado ao setor em causa, ou seja, o setor de energia (*power*). O valor de  $\beta_U$  foi de 0.40. Para o cálculo do valor de  $\beta_L$  (*levered beta*) foi aplicada a seguinte expressão:

$$\beta_L = \beta_U + (\beta_U - \beta_D)(1 - t) \frac{D}{E} \quad (5.1)$$

O rácio D/E foi retirado diretamente do caso de estudo do financiamento obtido cujo valor dos capitais próprios é de 30% e o valor da dívida é de 70%. O valor de  $\beta_D$  (beta da dívida) considerou-se como sendo zero e a taxa de imposto sobre os lucros de 26,5%. Assim sendo, o valor  $\beta_L$  é de 1,09.

Para o cálculo do RE (custo do capital próprio), será aplicada a expressão já anteriormente descrita no capítulo anterior:

$$r_E = r_f + \beta_U \times (E(r_m) - r_f) \quad (5.2)$$

Na expressão acima será utilizado o  $\beta_L$ , em vez de  $\beta_U$ , de modo a estar presente o risco financeiro, resultante da dívida existente na estrutura de capitais do projeto. Foi considerado um valor de RF (Rendimento de um ativo sem risco) de 1,4%, valor da taxa de juro das obrigações do tesouro alemãs. Quanto ao prémio de risco, o valor considerado foi de 6,0%

<b>Taxa de Desconto - (CAPM)</b>	
RE (Custo do capital próprio)	7,92%
RF (Rendimento de um ativo sem risco)	1,40%
$\beta_U$ ( <i>unlevered</i> beta associado à atividade da empresa)	0,40
E(r <sub>m</sub> )-RF (Prémio de Risco)	6,0%
$\beta_L$ ( <i>levered beta</i> , ou seja beta do capital próprio)	1,09
$\beta_D$ (Designa o beta da dívida)	0
E = Representa o valor de mercado do capital próprio (autonomia financeira)	30,00%
D = O valor de mercado do passivo	70,00%
t = A taxa de impostos sobre lucro	26,50%

**Tabela 10 – Modelo CAPM**

### 5.6.2 Taxa de desconto - WACC

Como anteriormente verificado no capítulo 3, as empresas são financiadas com capitais próprios e capitais alheios. Deste modo, será de todo conveniente que os custos

associados à dívida estejam refletidos no valor do projeto. Como tal, na presente dissertação foi também utilizado o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) que consiste na incorporação dos efeitos da decisão de financiamento através do ajustamento da taxa de desconto. Assume-se então que o custo da dívida é igual à taxa de juro sem risco, à qual é somado o *spread* resultante do financiamento, ou seja,  $r_D = 7,4\%$ .

Para o cálculo da WACC aplica-se a seguinte expressão, já demonstrada no quarto capítulo:

$$WACC = r_E \frac{E}{E+D} + r_D (1 - t) \frac{D}{E+D} \quad (5.3)$$

E tendo em conta já os valores apresentados anteriormente, a WACC terá um valor de 6,18%.

<b>Taxa de Desconto - WACC</b>	
E = Capital Próprio	30,00%
D = Passivo	70,00%
RE (Custo do Capital Próprio)	7,92%
RD (1- t)	5,44%
Cost of Debt before taxes	7,40%
WACC	6,18%

**Tabela 11 – Modelo WACC**

### **5.6.3 Prazo médio de recebimento/ pagamento**

O prazo médio de recebimento e pagamento será considerado em dias, tendo sido, neste caso, o prazo médio de recebimento de 60 dias e o prazo médio de pagamento de 90 dias.

## 5.6.4 Análise de *Cash-flows*

### 5.6.4.1 Análise de P&L

Como já anteriormente referido, quanto aos parâmetros de financiamento, os painéis solares poderão sofrer no primeiro ano uma degradação máxima de 3% da energia que podem fornecer. Posteriormente, poderá existir uma degradação anual de 0,7%. Estes dados são bastante relevantes na análise de *cash flows*, pois a menor ou maior produção de energia do parque fotovoltaico influenciará o total da receita estimada (*turnover*).

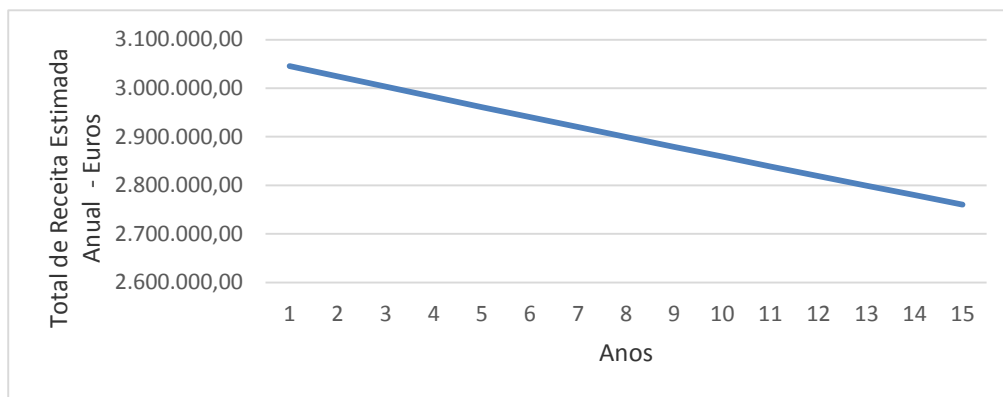


Gráfico 1 – Total de Receita Estimada Anual

Neste cenário foi considerado que na produção de energia anual existirá uma degradação linear inicial dos módulos de 1%, afetando a produção de energia no primeiro ano. Para tal, será aplicada a seguinte expressão:

$$P_{AE1} = Cap_{wp} \times Y_f \times (1 - \text{degradação linear inicial}) \quad (5.4)$$

Ou seja,

$$P_{AE1} = 6733 \times 1747 \times (1 - 0,01) = 11.644.925,49 \text{ kWh/ano} \quad (5.5)$$

No segundo ano e anos subsequentes:

$$P_{AE\ 2} = P_{AE\ 1} \times (1 - 0,007) = 11.563.411,54 \text{ kWh/ano} \quad (5.6)$$

O total de receita estimada anual é dado por:

$$R_t = \text{tarifa} \times P_{AE\ t} \quad (5.7)$$

A tarifa considerada apresenta um valor máximo de 0,26 €/kWh, sendo a receita estimada obtida através da fórmula, anteriormente apresentada, ao longo dos 15 anos de validade da tarifa. Relativamente aos parâmetros *Opex*, foram considerados os custos com operação e manutenção, seguros e serviços administrativos associados ao funcionamento da central fotovoltaica, como apresentado na tabela 7.

A estes preços foi adicionada a taxa de inflação prevista pelo Banco de Portugal, neste caso de 2,8%. Deste modo, tomando como exemplo os custos associados à operação e à manutenção, o seu cálculo será o seguinte:

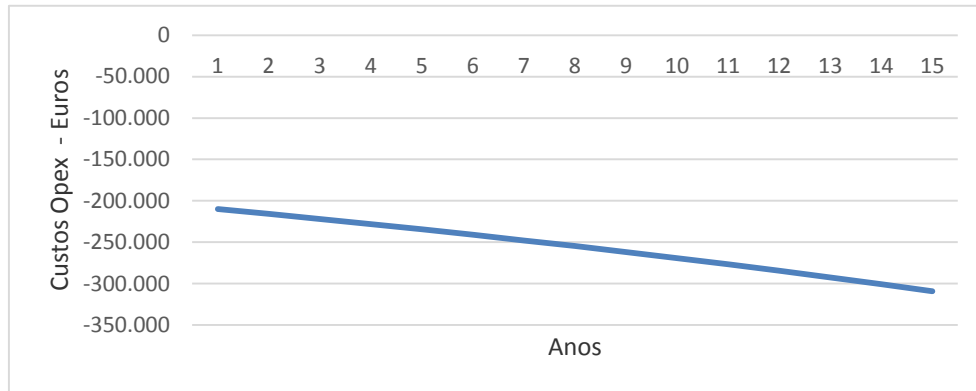
Para o primeiro ano:

$$\text{Custo } O\&M_{\text{ano } 1} = \text{Cap}_{WP} \times C_{O\&M} = 169.325,00 \text{ €} \quad (5.8)$$

Para o segundo ano:

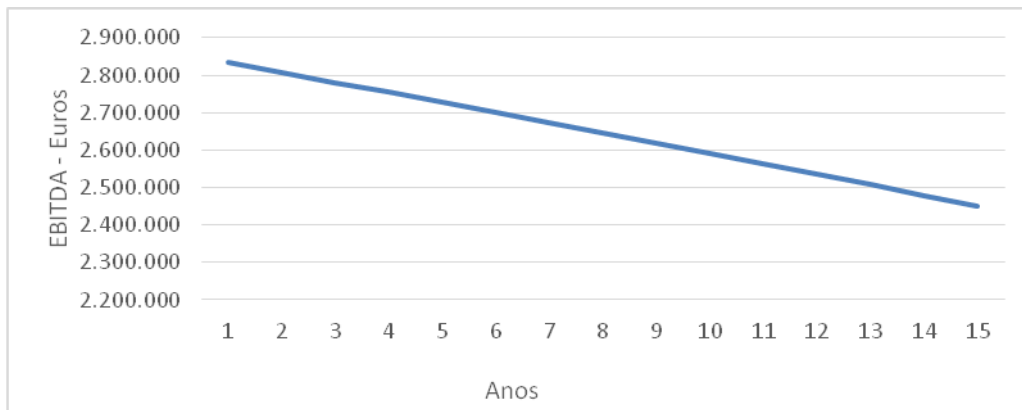
$$\text{Custo } O\&M_{\text{ano } 2} = \text{Custo } O\&M_{\text{ano } 1} \times (1 + Tx.\text{inflação}) = 174.066,00 \text{ €} \quad (5.9)$$

Assim sendo, somando todos os custos será obtido os seguintes valores, tratando-se de custos estes surgem com sinal negativo:



**Gráfico 2 – Custos Opex**

Após a apresentação dos custos *Opex*, serão referidos no gráfico 3 os Resultados Antes de Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações (*EBITDA*). Este valor é obtido pela subtração entre o total da receita estimada e o total de custos *Opex*, para cada ano.



**Gráfico 3 - EBITDA**

Outro aspeto bastante relevante será o financiamento do projeto. Neste estudo foi considerada uma dívida de 70%, sendo os capitais próprios do projeto de 30%. Assim sendo, o montante da dívida é de 13.749.190,00 € e o montante de capitais próprios é de 5.892.510,00 €. A modalidade escolhida compreende o reembolso em prestações constantes,



a prestação (amortização<sup>18</sup> + juros) é constante e o reembolso de capital é variável progressivo. O mesmo sucede com o montante de juros que é, por seu lado, degressivo.

<b>Reembolso em Prestação Constante</b>					
	Capital em dívida no início do período	Juros do capital em dívida	Amortização de capital	Prestação a liquidar	Final do período
1	13.749.190,00 €	850.387,40 €	806.248,83 €	1.656.636,20 €	12.942.941,17 €
2	12.942.941,17 €	800.520,91 €	856.115,33 €	1.656.636,20 €	12.086.825,84 €
3	12.086.825,84 €	747.570,18 €	909.066,06 €	1.656.636,20 €	11.177.759,78 €
4	11.177.759,78 €	691.344,44 €	965.291,79 €	1.656.636,20 €	10.212.467,99 €
5	10.212.467,99 €	631.641,15 €	1.024.995,09 €	1.656.636,20 €	9.187.472,90 €
6	9.187.472,90 €	568.245,20 €	1.088.391,04 €	1.656.636,20 €	8.099.081,86 €
7	8.099.081,86 €	500.928,21 €	1.155.708,02 €	1.656.636,20 €	6.943.373,84 €
8	6.943.373,84 €	429.447,67 €	1.227.188,56 €	1.656.636,20 €	5.716.185,28 €
9	5.716.185,28 €	353.546,06 €	1.303.090,18 €	1.656.636,20 €	4.413.095,10 €
10	4.413.095,10 €	272.949,93 €	1.383.686,30 €	1.656.636,20 €	3.029.408,80 €
11	3.029.408,80 €	187.368,93 €	1.469.267,30 €	1.656.636,20 €	1.560.141,50 €
12	1.560.141,50 €	96.494,75 €	1.560.141,49 €	1.656.636,20 €	0,0 €
<b>Total</b>		6.130.444,84 €	13.749.190,00 €	19.879.634,40 €	

**Tabela 12 – Reembolso em Prestação Constante**

Após apresentação destes dados, o passo seguinte compreende o cálculo do resultado líquido. Convém lembrar que este para cada ano é c pela seguinte expressão:

$$RL_t = RAI_t - impostos_t \quad (5.10)$$

<sup>18</sup> Reembolso do capital cedido

Em termos anuais, o resultado líquido será apresentado na seguinte tabela:

Anos	EBIT	Juros	Impostos	RL
1	1.526.258,07 €	850.387,40 €	675.870,67 €	496.764,94 €
2	1.499.059,43 €	800.520,91 €	185.112,71 €	513.425,81 €
3	1.471.845,42 €	747.570,18 €	191.932,94 €	532.342,31 €
4	1.444.610,38 €	691.344,44 €	199.615,47 €	553.650,47 €
5	1.417.348,54 €	631.641,15 €	208.212,46 €	577.494,94 €
6	1.390.054,00 €	568.245,20 €	217.779,33 €	604.029,47 €
7	1.362.720,72 €	500.928,21 €	228.375,01 €	633.417,49 €
8	1.335.342,55 €	429.447,67 €	240.062,14 €	665.832,73 €
9	1.307.913,17 €	353.546,06 €	252.907,29 €	701.459,83 €
10	1.280.426,16 €	272.949,93 €	266.981,20 €	740.495,03 €
11	1.252.874,93 €	187.368,93 €	282.359,09 €	783.146,91 €
12	1.225.252,73 €	96.494,75 €	299.120,87 €	829.637,12 €
13	1.197.552,69 €	0,00 €	317.351,46 €	880.201,23 €
14	1.169.767,74 €	0,00 €	309.988,45 €	859.779,29 €
15	1.141.890,68 €	0,00 €	302.601,03 €	839.289,65 €

Tabela 13 – Resultado Líquido do Caso de Estudo

#### 5.6.4.2 Balance Sheet (BS)

Para o cálculo do *Free Cash Flow to the Firm (project)*, o método de cálculo envolve mais algumas rúbricas, como descrito no capítulo 4. Deste modo, será determinado o *BS (Balance Sheet)* no qual serão incluídos os seguintes itens: ativos, capital próprio e passivo.

A variação do valor dos ativos do parque fotovoltaico, ao longo de 15 anos, encontra-se representada a azul no gráfico abaixo indicado. Esta oscilação poderá ser explicada pelas seguintes razões: ao valor de imobilizado será anualmente retirado o valor de amortização considerado que até que no final, ou seja no 15º ano, o valor de imobilizado seja zero; considerou-se que anualmente o valor em *stock* seja de 1000 euros; como anteriormente referido, o prazo de recebimento dos clientes será de 60 dias e à medida que se avança cronologicamente, menor esse valor será pois o valor de produção de energia decai com o tempo; quanto ao valor de dinheiro em caixa, à medida que se avança cronologicamente o mesmo será progressivamente crescente; da análise do gráfico poderá verificar-se que o valor

dos ativos diminui até ao 12º ano, a partir do qual será crescente até ao 15º ano. Facilmente poderá explicar-se esta oscilação, pois o empréstimo contraído para a execução do parque fotovoltaico terminará no 12º ano, a partir do qual os encargos financeiros decorrentes do empréstimo findarão, provocando um aumento no valor dos ativos do parque fotovoltaico.

A variação do capital próprio do parque fotovoltaico, ao longo de 15 anos, encontra-se representada a vermelho. Para compreensão do gráfico apresentado, dever-se-á perceber que os valores apresentados correspondem: à soma do capital social (considerado como o valor de capital próprio do projeto); do valor das reservas, corresponde ao valor do resultado líquido acumulado em anos anteriores e que serão considerados como reservas; e ainda ao resultado líquido do exercício de cada ano. O final dos 15 anos, será o momento em que o capital próprio atingirá o valor máximo. A variação do passivo do parque fotovoltaico ao longo dos 15 anos encontra-se traduzida a verde. O passivo do parque fotovoltaico é constituído pela rubrica dívida financeira e rubrica dos fornecedores. Pela análise do gráfico, verifica-se que o valor do passivo é decrescente até ao 12º ano e que a partir do mesmo toma valores, aproximadamente constantes. Uma vez mais, tal é explicado pois no 12º ano os encargos financeiros cessam.

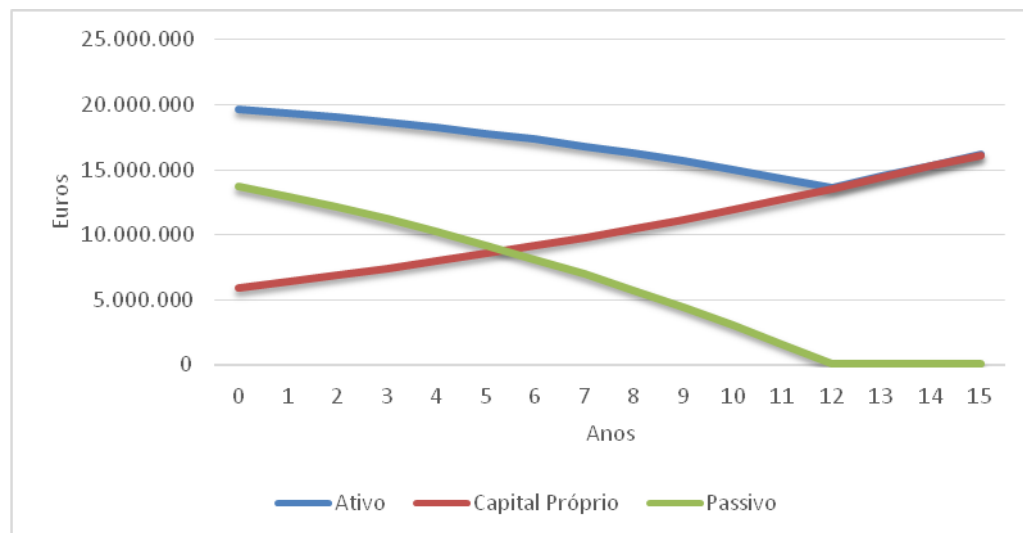


Gráfico 4 – Balance Sheet

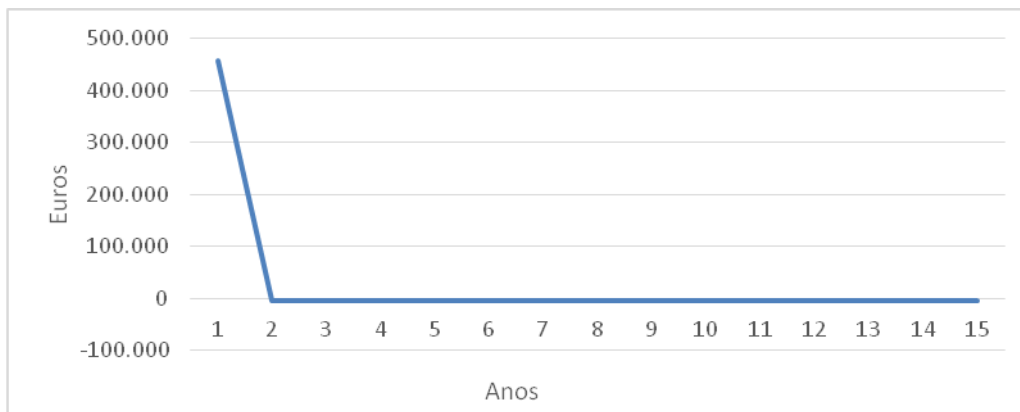
No cálculo do valor do *EBIT* anual será retirada a componente associada aos impostos, obtendo-se para tal *EBIT depois de impostos*. A este, será adicionado o valor correspondente

de amortização para cada ano do projeto, obtendo-se assim o valor de *EBITDA depois de impostos*.

Para o cálculo do investimento e desinvestimento em *Working Capital* foram tidos em conta os seguintes aspetos:

- O crédito a receber dos clientes é de 60 dias;
- O crédito obtido de fornecedores foi de 90 dias (considerando seguros, custos O&M, e custos das matérias em stock).

O valor do *working capital* é obtido através da subtração das necessidades financeiras no ativo e no passivo. Assim sendo, relativamente a este caso de estudo, será obtido o seguinte gráfico de variação em *working capital*. O mesmo será obtido através da subtração do valor de *working capital* de um ano t+1 pelo seu anterior, como descrito no capítulo 4.



**Gráfico 5 - Variações no Working Capital**

Através da análise da variação de *working capital* do parque fotovoltaico, poder-se-á constatar que as necessidades serão elevadas no início, ou seja, no primeiro ano e posteriormente, manter-se-ão constantes até ao final dos 15 anos.

Por sua vez, o total de *capex* será obtido através da soma do valor de investimento em *capex* e investimento/desinvestimento em *working capital*.

Deste modo, o *free-cash flow* do projeto será obtido pela seguinte expressão:

$$\text{Free cash flow project}_t = \text{EBITDA depois de impostos}_t - \text{total Capex}_t \quad (5.11)$$

E o valor de *cash flow* atualizado será conferido pela seguinte expressão:

$$\text{Present Free Cash Flow} = \frac{\text{FCFF}_t}{(1+WACC)^t} \quad (5.12)$$

Obtendo-se a seguinte tabela, para os 15 anos de funcionamento do parque:

	<i>Free Cash Flow to Firm</i>	<i>Present Free Cash Flow</i>
0	-19.641.700,00 €	-19.641.700,00 €
1	2.661.574,62 €	2.506.613,28 €
2	2.628.383,95 €	2.331.235,71 €
3	2.594.365,95 €	2.167.091,78 €
4	2.559.465,94 €	2.013.465,13 €
5	2.523.626,02 €	1.869.685,01 €
6	2.486.784,90 €	1.735.123,37 €
7	2.448.877,65 €	1.609.192,19 €
8	2.409.835,50 €	1.491.340,86 €
9	2.369.585,62 €	1.381.053,85 €
10	2.328.050,86 €	1.277.848,48 €
11	2.285.149,45 €	1.181.272,77 €
12	2.240.794,78 €	1.090.903,56 €
13	2.194.895,08 €	1.006.344,62 €
14	2.174.505,75 €	938.949,46 €
15	2.148.736,32 €	873.802,88 €

**Tabela 14 – Free cash flow to firm**

### 5.6.4.3 Indicadores de avaliação de investimento

De acordo com a modelo adotado os valores que se obterão são os seguintes:

<b>Projeto</b>	
<b>VP</b>	<b>3.832.223</b>
<b>TIR</b>	<b>9,19%</b>
<b>PR</b>	<b>11,08 Anos</b>

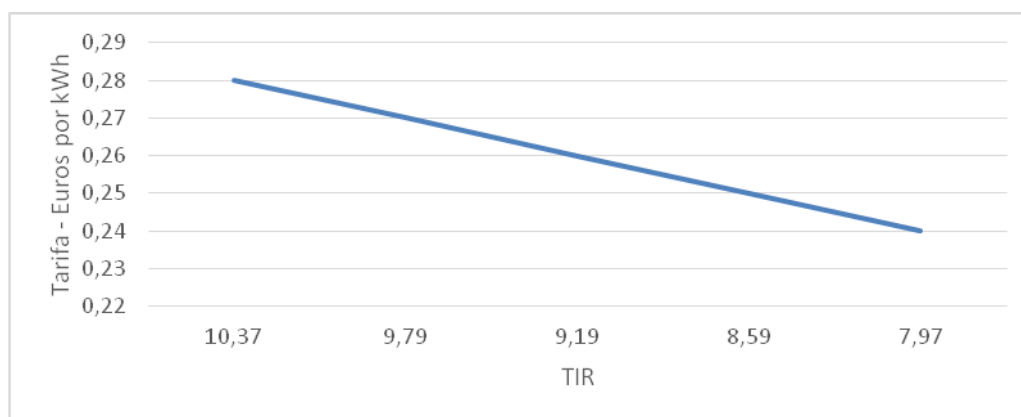
**Tabela 15 - Principais parâmetros DCF**

Os valores obtidos revelam que  $TIR > WACC$ . Logo, poder-se-á concluir que o projeto é economicamente viável.

### 5.6.5 Análise de risco

#### 5.6.5.1 Análise de sensibilidade – tarifa

Através da análise do gráfico 6, poder-se-á verificar qual o impacto que a tarifa possui no valor da TIR do projeto.



**Gráfico 6 – Análise de Sensibilidade – Tarifa**

Tal como esperado, o valor da TIR será menor com a diminuição da tarifa.

### 5.6.5.2 Análise de sensibilidade – produção

No gráfico 7 encontra-se representado o impacto da variação da produção na TIR.

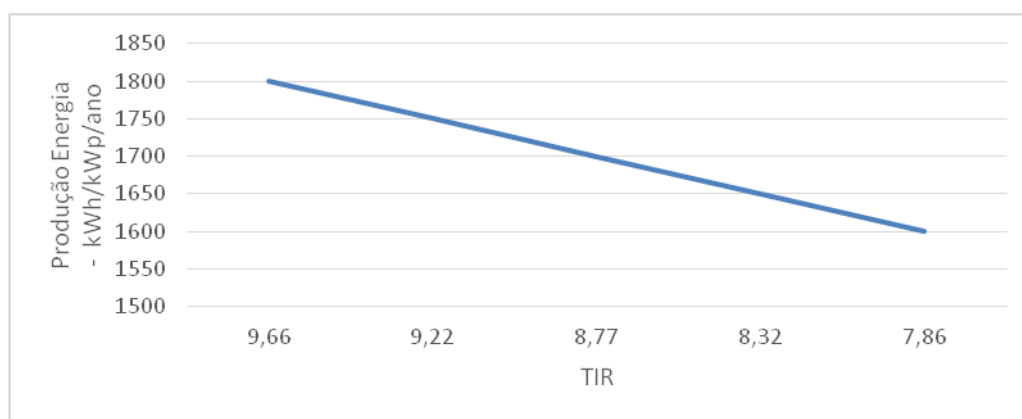
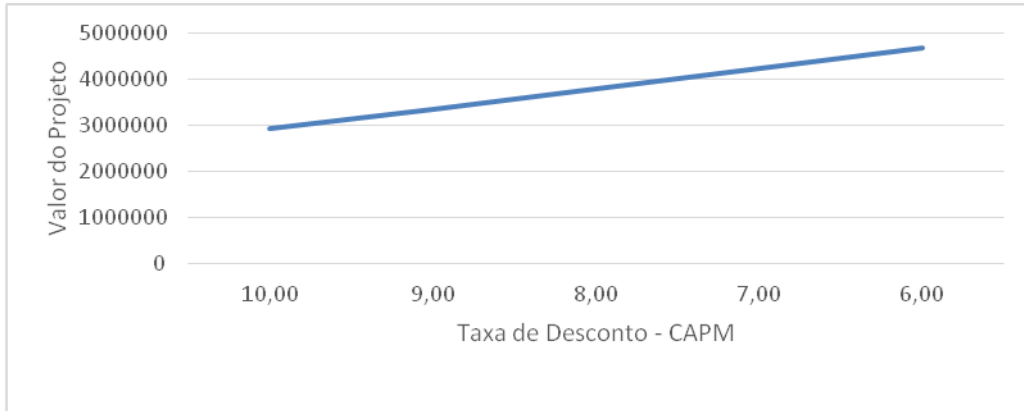


Gráfico 7 – Análise de Sensibilidade – Produção de energia

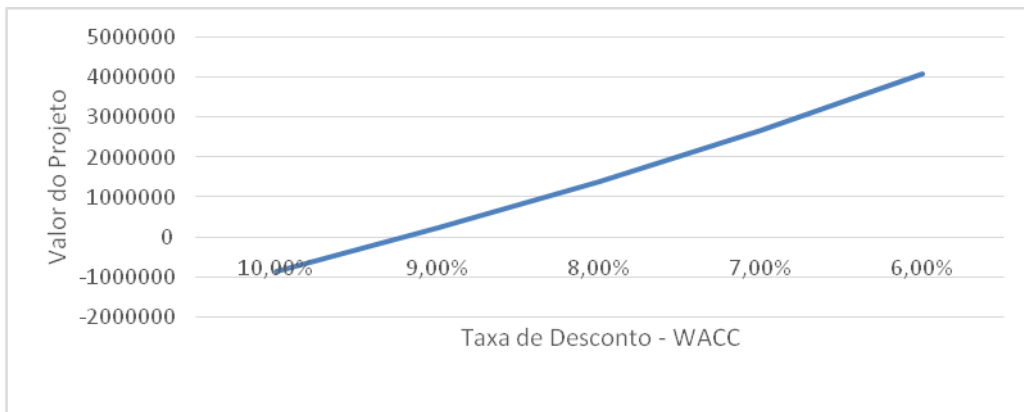
Os resultados obtidos são os esperados e semelhantes aos anteriores.

### 5.6.6 Análise de sensibilidade - taxa de desconto

A variação da taxa de desconto não possui qualquer influência na TIR, sendo que essa variação será verificada no valor do projeto. Quanto maior for a taxa de desconto utilizada na avaliação menor será o valor do projeto, visto que passa a exigir uma maior rentabilidade do investimento.



**Gráfico 8 – Análise de Sensibilidade – Taxa de desconto (CAPM)**



**Gráfico 9 – Análise de Sensibilidade – Taxa de desconto (WACC)**

### 5.6.7 Análise de cenários

Constituiu-se um cenário com endividamento e um cenário sem endividamento, tendo sido obtidos os seguintes valores:



**Cenário com endividamento:**

<b>Projeto</b>	
<b>VP</b>	<b>2.914.994</b>
<b>TIR</b>	<b>9,62%</b>
<b>PR</b>	<b>11,55 Anos</b>

**Tabela 16 – Cenário com endividamento**

**Cenário sem endividamento:**

<b>Projeto</b>	
<b>VP</b>	<b>6.397.603</b>
<b>TIR</b>	<b>8,21%</b>
<b>PR</b>	<b>10,26 Anos</b>

**Tabela 17 – Cenário sem endividamento**

Ambos os cenários revelam que o projeto é viável, tornando-o num investimento bastante atrativo para um potencial investidor.

### **5.6.8 Análise de resultados**

Tendo em conta que o valor da tarifa é fixo durante os 15 anos do projeto, este investimento torna-se bastante atrativo para um potencial investidor. Contudo, embora o

projeto seja viável do ponto de vista económico, dever-se-á igualmente analisar o custo LCOE que este tipo de tecnologia traduz.

Ao aplicar a expressão considerada no capítulo 4 (4.37), o custo deste projeto será de 0,46 €/kWh. Considerando que o custo LCOE de Centrais de ciclo combinado e turbinas de gás encontra-se entre os seguintes valores: 0,075 e 0,098 €/kWh, torna-se perceptível que o investimento feito não seja sustentável (Kost *et al.*, 2013). O mesmo deve-se ao facto de o custo em euros por kWh ser bastante superior, no caso do setor fotovoltaico, estando este bastante longe da paridade com a rede (no caso português, a título de exemplo, para um consumidor final, o valor encontra-se na ordem dos 0.1367<sup>19</sup> €/kWh, acrescido de IVA).

No caso de estudo considerado, importa referir que o custo do capital possui um efeito bastante adverso e penalizador. Embora os valores de irradiação sejam bastante aceitáveis, a taxa WACC será muito elevada, traduzindo-se num custo LCOE igualmente elevado. É de salientar que a vantagem da irradiação é perdida na componente financeira. Outro aspeto importante a analisar será o custo de execução da central fotovoltaica. A crescente diminuição do preço dos principais componentes de uma central implica que o custo LCOE seja menor através diminuição do investimento inicial. No estudo elaborado pelo *Fraunhofer Institut*, o gráfico 1, o valor de LCOE situa-se na ordem dos 0.10 e 0.06 €/kWp para regiões com elevada irradiação global horizontal (*Ibid.*). Este cenário é atingido, tendo em conta a contínua diminuição dos preços dos principais componentes de uma central fotovoltaica, bem como o aumento do preço do petróleo.

---

<sup>19</sup>Fonte:<http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasBTNate20.7kVA.aspx>, acessado em 14 de Janeiro de 2015



## Capítulo 6 - Conclusão

A expansão do mercado fotovoltaico permitiu o surgimento de uma indústria até então inexistente. Grande parte desta expansão foi levada a cabo por políticas de apoio conhecidas como as *feed-in-tariff*. No entanto, as constantes alterações políticas sentidas neste setor tornam-no menos atrativo para potenciais investidores, sendo então o risco político um dos principais entraves. Este setor foi sempre tradicionalmente considerado como bastante dispendioso, principalmente devido à forma como é apresentado no custo em euros por watt pico (custo de investimento). Contudo, existem outras variáveis que deverão ser consideradas na análise de projetos de FER, nomeadamente o custo LCOE e o nível de paridade com a rede elétrica.

O custo euros por watt pico de uma instalação é determinado procedendo à estimação do *cash flow* de um projeto de investimento. Tratando-se de um dos métodos mais importantes para análise da rentabilidade de um projeto.

O custo LCOE poderá ser considerado como simplista, pois não considera a disponibilidade energética, ou seja, o momento de produção energética. No entanto, constitui um indicador que permite a comparação e análise do custo de várias fontes energéticas.

O nível de paridade com a rede elétrica constitui um indicador bastante relevante pois permite avaliar a disparidade existente entre o custo de energia produzida por FER e o custo de energia obtido através da rede elétrica.

Na presente dissertação foi elaborada uma análise dos principais fatores inerentes a uma central fotovoltaica, quer no campo tecnológico, quer no campo financeiro, tendo como objetivo a formalização de uma metodologia para análise do projeto de investimento. Através da aplicação da metodologia a um caso de estudo concreto, foi possível verificar a viabilidade do projeto. Esta, por sua vez, permitiu avaliar o impacto das diferentes variáveis que o constituem, nomeadamente através do estudo da análise de risco. Como se verifica em vários projetos de investimento, coloca-se sempre a problemática relativamente à definição da taxa de desconto. Quanto maior a taxa de desconto utilizada na avaliação, menor será o valor do projeto, exigindo uma maior rentabilidade do investimento. No presente caso de estudo, foi possível verificar que o projeto desenvolvido obteve um custo elevado, assim como o custo LCOE, e a paridade com a rede esteve bastante longe de ser atingida. Do ponto de vista

económico, este projeto é rentável. No entanto, do ponto de vista de sustentabilidade o mesmo não poderá ser considerado como aceitável, uma vez que o custo de energia elétrica produzida pela central fotovoltaica é bastante superior caso se optasse por tecnologias mais convencionais.

Embora existam elevados níveis de irradiância, em Portugal os custos financeiros são bastante elevados e a vantagem que poderia surgir perder-se-ia. Investir no setor fotovoltaico constitui um desafio, implicando a racionalização dos custos associados ao investimento inicial, através da opção de equipamentos e matérias economicamente mais acessíveis, assim como na escolha de localizações que pelo seu nível de irradiância possibilitem uma maior produção de energia. Desta forma, poderia garantir-se que o setor da produção de energia elétrica a partir do fotovoltaico fosse rentável e atrativo para novos investidores e promotores.

É de salientar que em determinadas regiões do mundo, a recente diminuição dos custos associados aos principais componentes de um parque fotovoltaico, potenciam uma inversão de ciclo, neste caso, no custo LCOE, atingindo-se assim a paridade com a rede elétrica, compreendendo uma nova esperança para o setor.

Posto isto, um projeto de uma central fotovoltaica não poderá ser apenas analisado na sua componente financeira. A componente de custo LCOE e a paridade com rede deverão apresentar cada vez mais um papel fundamental na análise de projetos em FER.

A recente atualização de legislação sobre o autoconsumo fotovoltaico, juntamente com os novos fundos disponíveis do programa Portugal 2020, nomeadamente, na vertente de sustentabilidade e eficiência no uso de recursos, poderão constituir uma oportunidade para o setor do fotovoltaico. No entanto, o cenário será de poupança energética e não de injeção de energia na rede, podendo tratar-se de uma luz ao fundo do túnel para o setor fotovoltaico em Portugal.

## Capítulo 7 - Referências Bibliográficas

Agência para a Energia (2014), “PNAER 2020”. Acedido em 7 de Junho de 2014, disponível em < <http://www.adene.pt/programa/pnaer-2020-plano-nacional-de-acao-para-energias>>.

Agência de Gestão da Tesouraria e da Dívida Pública (2008), “*OT series Outstanding*”. Acedido em 22 de Março de 2013, disponível em <[http://www.igcp.pt/fotos/editor2/2012/Instrumentos\\_Divida\\_Ot\\_Series\\_Vivas/Convencios\\_OTs\\_ENG.pdf](http://www.igcp.pt/fotos/editor2/2012/Instrumentos_Divida_Ot_Series_Vivas/Convencios_OTs_ENG.pdf)>.

Almeida, Daniela (2011). “Optimização do dimensionamento de centrais fotovoltaicas”, Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Banco de Portugal (2013). “PRÉMIO DE RISCO NOS PRINCIPAIS MERCADOS ACCIONISTAS\*”. Acedido em 22 de Março de 2013, disponível em <[http://www.bportugal.pt/ptPT/BdP%20PublicEAs%20de%20Investigao/AB200811\\_p.pdf](http://www.bportugal.pt/ptPT/BdP%20PublicEAs%20de%20Investigao/AB200811_p.pdf)>.

Banco de Portugal (2013). “PROJEÇÕES PARA A ECONOMIA PORTUGUESA: 2012-2014”. Acedido em 5 de Janeiro de 2013, disponível em <[http://www.bportugal.pt/pt-PT/EstudosEconomicos/Publicacoes/BoletimEconomico/Publicacoes/bol\\_primavera\\_p.pdf](http://www.bportugal.pt/pt-PT/EstudosEconomicos/Publicacoes/BoletimEconomico/Publicacoes/bol_primavera_p.pdf)>.

Barros, H. (2005). *Análise de Projectos de Investimento*. Lisboa: Edições Sílabo.

Barros, Hélio (1991). *Análise de Projectos de Investimento*. Edições silabo.

Barros, Carlos (2000). *Decisões de Investimento e Financiamento de Projetos*. Lisboa: Edições Sílabo.

Bazilian, Morgan; Onyeji, Ijeoma; Liebreich, Michael; MacGill, Ian; Chase, Jennifer; Jigar, Shah; Gielen, Dolf; Arent, Doug; Landfear, Doug; Zhengrong, Shi (2013). “*Re-considering the economics of photovoltaic power*”. *Renewable Energy*, 53. Pp. 329-338.

Brealey, Richard; Myers, Stewart e Allen, Franklin (2007). *Princípios de finanças Empresariais*. Madrid: McGraw-Hill companies.

Cadilhe, Miguel (1998). *Matemática Financeira Aplicada*. Porto: Edições ASA.

Cebola, António (2011). *Projectos de Investimento de PME*. Lisboa: Edições Sílabo.

Damodaran, Aswath (2001). *Corporate Finance*. New York: Wiley International Edition.

Damodaran Online (2013). “Betas by Setor”. Acedido em 20 de Março de 2013, disponível em < <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

Decreto-Lei 225/2007 (2007). Diário da República 105/2007 Série I de 2007-05-31. [Online] Disponível em: <http://dre.pt>

Decreto-Lei 33-A/2005 (2005). Diário da República 33/2005 Série I-A de 2005-02-16. [Online] Disponível em: <http://dre.pt>

Decreto-Lei 339-C/2001 (2001). Diário da República 300/2001 Série I-A de 2001-12-29. [Online] Disponível em: <http://dre.pt>

Decreto-Lei 168/99 (1999). Diário da República 115/1999 Série I-A de 1999-05-18. [Online] Disponível em: <http://dre.pt>

Decreto-Lei 313/95 (1995). Diário da República 272/1995 Série I-A de 1995-11-24. [Online]  
Disponível em: <http://dre.pt>.

Decreto-Lei 189/88 (1988). Diário da República 123/1988, Série I-A de 1988-05-27. [Online]  
Disponível em: <http://dre.pt>.

Decreto-Lei 189/88 (1988). Diário da República 123/1988, Série I-A de 1988-05-27. [Online]  
Disponível em: <http://dre.pt>.

Diário da República (2014). “Decreto-Lei n.º 225/2007. D.R. n.º 105, Série I de 2007-05-31”.  
Acedido em 2 de Julho de 2014, disponível <  
<http://www.dre.pt/util/getdiplomas.asp?iddip=20071984>>.

Diário da República, 1.ª série - N.º 73 - 15 de Abril de 2010.

Diário Económico (2013). “Energias Renováveis”, 25 de Setembro, Nº 5765.

Dias, Ana; Albuquerque, Fábio; Carvalho, Fernando e Pinheiro, Pedro (2010). *SNC EXPLICADO*. Cacém: ATF – Edições Técnicas.

Direção Geral de Energia e Geologia (2012). “Energia Solar”. Acedido em 10 de Novembro de 2012, disponível em <<http://www.dgeg.pt/>>.

EDP (2015). “Tarifas Baixa Tensão Normal até 20,7kVA”. Acedido em 14 de Janeiro de 2015, disponível em  
<<http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasBTNate20.7kVA.aspx>>



Falcão, António (2008). *Energia Solar – Movimento e posicionamento relativos Terra- Sol*. Lisboa: Instituto Superior Técnico.

Federal Republic of German Finance Agency (2013), “Bund fact Sheet”. Acedido em 27 de Abril de 2013, disponível em <[http://www.deutsche-finanzagentur.de/fileadmin/Material\\_Deutsche\\_Finanzagentur/PDF/Aktuelle\\_Informationen/bund\\_fact\\_sheet.pdf](http://www.deutsche-finanzagentur.de/fileadmin/Material_Deutsche_Finanzagentur/PDF/Aktuelle_Informationen/bund_fact_sheet.pdf)>.

Garcia, Geuffer (2013). “Avaliação Económica de Centrais Eólicas e Fotovoltaicas em Portugal Continental. Análise de Sensibilidade.” Dissertação Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. Lisboa: Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.

Hanwha Solar SF220 Poly x-tra (2012). “Datasheet”. Acedido em 20 de Dezembro de 2014, disponível em <<http://www.hanwha-solarone.com/en/products/modules/polycrystalline-modules>>.

Hazelton *et al.*, (2013). “A review of the potential benefits and risks of photovoltaic hybrid mini-grid systems”. *Renewable Energy*, 67 (2014), 222 – 229.

IHS (2014), “PV Installation Forecasts - 40-55 GW?”. Acedido em 07 Julho de 2014, disponível em <<https://technology.ihs.com/484721/2014-pv-installation-capacity-forecasts>>

IHS (2013), “IHS Report Forecasts Global PV to Exceed 35GW”. Acedido em 13 de Abril de 2013, disponível em

<[http://www.solarnovus.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=6420:ihs-report-forecasts-global-pv-to-exceed-35gw-in-2013&catid=37:business-news&Itemid=241/](http://www.solarnovus.com/index.php?option=com_content&view=article&id=6420:ihs-report-forecasts-global-pv-to-exceed-35gw-in-2013&catid=37:business-news&Itemid=241/)>.

International Energy Agency (2011), “PVPS annual report 2011 – Implementing Agreement on Photovoltaic Power System”. Acedido em 3 de Outubro de 2014, disponível em <<http://www.iea.org/>>.

Kost, Christoph et al., (2013), “*Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*”. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.

Marques, Albertino (2000). *Concepção e Análise de Projectos de Investimentos*. Lisboa: Edições Sílabo.

Martins, António; Cruz, Isabel; Augusto, Mário; Silva, Patrícia e Gonçalves, Paulo (2011). *Manual de Gestão Financeira Empresarial*. Coimbra: Coimbra Editora.

Meneses, H. Caldeira (2005) *Princípios de gestão financeira*. Editorial Presença, Lisboa.

Menezes, H. Caldeira (1991). *Princípios de Gestão Financeira*. Lisboa: Editorial Presença.

Menezes, H. Caldeira (1987) *Princípios de gestão financeira*, Editorial Presença, Lisboa.

Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia (2013). “Relatório do Estado do Ambiente 2013”. Agência Portuguesa do Ambiente.

Mota, António; Barroso, Clementina; Nunes, João e Ferreira, Miguel, (2012). *Finanças da Empresa Teoria e Prática*. Lisboa: Edições Sílabo.

Portal das energias renováveis (2014), “Atualidade: Solar Térmico”. Acedido em 16 de Setembro de 2014, disponível em [http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID\\_conteudo=47&ID\\_area=8&ID\\_sub\\_area=27](http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27).

Pvresources (s.d.), “Economics of Photovoltaic Systems”. Acedido em 10 de Novembro de 2012, disponível em <http://www.pvresources.com> .

Relatório do Estado do Ambiente (REA) 2013. Edição: Agência Portuguesa do Ambiente, I.P. Autoria/Equipa de Projeto.

Saias, Luís; Carvalho, Rui e Amaral, Maria (2004). Instrumentos Fundamentais de Gestão Financeira. Lisboa: Universidade Católica Editora.

Soares *et al.* (2007). Decisões de investimento: Análise financeira de projetos, Lisboa, Edições Sílabo.

Soares *et al.* (1999). Avaliação de Projetos de Investimento na Ótica Empresarial, Lisboa, Edições Sílabo

Sousa, António (2005). Análise Económica e Financeira de Projectos. Lisboa: Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas.

Suplemento Diário Económico Nº 5765. Quarta-feira 25 Setembro 2013, P.4.

Universidade de Geneva (2012). “User’s Guide, PVsyst Contextual Help”. Acedido em 24 de Setembro de 2012, disponível em <http://files.pvsyst.com/pvsyst5.pdf>.

[http://winwaycn.en.ec21.com/Grid\\_connected\\_PV\\_System--4092760\\_4092716.html](http://winwaycn.en.ec21.com/Grid_connected_PV_System--4092760_4092716.html), acedido em 7 de Novembro de 2012.

[http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID\\_conteudo=47&ID\\_area=8&ID\\_sub\\_area=27](http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27)

<http://www.adene.pt/programa/pnaer-2020-plano-nacional-de-acao-para-energias>

## Anexos – Folha de Cálculo

Dados do Projeto		Valores de Referência
Localização		Algarve
Potência Nominal (kW)		6 000
Potência Pico (kWp)		6 773
PR (%)		80
Produção Específica (PE) kWh/kWp/ano		1 747
Produção de Energia (kWh)		11 829 979
Degradação linear dos módulos (%)		0,70%
Degradação linear dos módulos 1º ano (%)		1,00%
Tarifa (€/kWh)		0,26
Receita Prevista (Estimada)		3 075 795
Parâmetros Financeiros		Valores de Referência
Custo Investimento (CAPEX)		19 641 700,00
Custo (€/Wp)		2,90
Taxa IRC		26,50%
Taxa de inflação		2,80%
Parâmetros OPEX		Valores de Referência
Custos Operação e Manutenção (€/kWp)		25
Seguros (€/kWp)		5
Custos com pessoal (€/kWp)		1
Parâmetros Renumeração		Valores de Referência
Tarifa (€/kWh)		0,26
Validade da tarifa (Anos)		15
Parâmetros de financiamento		Valores de Referência
Dívida (%)		70,00%
Capitais Próprios (%)		13 749 190,00 €
Tipo de Financiamento		5 892 510,00 €
	Prestação Constante	
Euribor	3 meses	0,19%
Spread (%)		6,00%
Taxa de juro (%)		6,19%
Duração do empréstimo (Anos)		12
Taxa de Desconto - Projecto financiado com capitais próprios (CAPM)		Valores de Referência
RE (Custo do capital Próprio)		7,92%
RF (Rendimento de um activo sem risco)		1,40% 10yr german bond
$\beta_U$ (unlevered beta associado à actividade da empresa)		0,40
$E(r_m) - RF$ (Prémio de Risco)		6,00%
$\beta_L$ Designa o levered beta (beta do capital próprio)		1,09
E = Representa o valor de mercado do capital próprio (autonomia fi)		30,00%
D = O valor de mercado do passivo		70,00%
$t$ = A taxa de impostos sobre lucro		26,50%
Taxa de Desconto - Projecto financiado com capitais próprios e capitais alheios (WACC)		Valores de Referência
E = Capital Próprio		30,00%
D = Passivo		70,00%
RE (Custo do capital Próprio)		7,92%
$RD (1-t)$		5,44%
Cost of Debt before taxes		7,40%
WACC		6,18%
Prazo médio de Pagamentos/ Recebimentos		Valores de Referência
Prazo médio de Pagamentos (PMP - dias)		90
Prazo médio de Recebimentos (PMR - dias)		60



Free Cash Flow to Firm (year)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Operating income - <i>Lucro Operacional</i>		3 045 668	3 024 348	3 003 178	2 982 155	2 961 280	2 940 551	2 919 967	2 899 528	2 879 231	2 859 076	2 839 063	2 819 189	2 799 455	2 779 859	2 760 400
Operating costs - <i>Custos Operacionais</i>		-209 963	-215 842	-221 886	-228 098	-234 485	-241 051	-247 800	-254 738	-261 871	-269 204	-276 741	-284 490	-292 456	-300 644	-309 063
<b>EBITDA</b>		<b>2 835 705</b>	<b>2 808 506</b>	<b>2 781 292</b>	<b>2 754 057</b>	<b>2 726 795</b>	<b>2 699 501</b>	<b>2 672 167</b>	<b>2 644 789</b>	<b>2 617 360</b>	<b>2 589 873</b>	<b>2 562 322</b>	<b>2 534 690</b>	<b>2 506 999</b>	<b>2 479 214</b>	<b>2 451 337</b>
Depreciation and amortization - <i>Depreciações e Amortizações</i>		1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447
<b>EBIT</b>		<b>1 526 258</b>	<b>1 499 059</b>	<b>1 471 845</b>	<b>1 444 610</b>	<b>1 417 349</b>	<b>1 390 054</b>	<b>1 362 721</b>	<b>1 335 343</b>	<b>1 307 913</b>	<b>1 280 426</b>	<b>1 252 875</b>	<b>1 225 253</b>	<b>1 197 553</b>	<b>1 169 768</b>	<b>1 141 891</b>
Taxes over EBIT - <i>Imposto sobre EBIT</i>		179 106	185 113	191 933	199 615	208 212	217 779	228 375	240 062	252 907	266 981	282 359	299 121	317 351	309 988	302 601
<b>EBIT after Tax - EBIT depois de impostos</b>		<b>1 347 152</b>	<b>1 313 947</b>	<b>1 279 912</b>	<b>1 244 995</b>	<b>1 209 136</b>	<b>1 172 275</b>	<b>1 134 346</b>	<b>1 095 280</b>	<b>1 055 006</b>	<b>1 013 445</b>	<b>970 516</b>	<b>926 132</b>	<b>880 201</b>	<b>859 779</b>	<b>839 290</b>
Depreciation and amortization - <i>Depreciações e Amortizações</i>		1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447	1 309 447
Prestação a pagar		1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	1 656 636	0	0	0
Final de período		12 942 941	12 086 826	11 177 760	10 212 468	9 187 473	8 099 082	6 943 374	5 716 185	4 413 095	3 029 409	1 560 142	0	0	0	0
<b>EBITDA after Tax - EBITDA depois impostos</b>		<b>2 656 599</b>	<b>2 623 393</b>	<b>2 589 359</b>	<b>2 554 442</b>	<b>2 518 583</b>	<b>2 481 721</b>	<b>2 443 792</b>	<b>2 404 727</b>	<b>2 364 453</b>	<b>2 322 892</b>	<b>2 279 963</b>	<b>2 235 579</b>	<b>2 189 648</b>	<b>2 169 226</b>	<b>2 148 736</b>
Investment/(Disinvestment) in working capital - <i>Investimentos/ desinvestimentos em working capital</i>		-4 976	-4 991	-5 007	-5 024	-5 043	-5 064	-5 085	-5 108	-5 133	-5 159	-5 187	-5 216	-5 247	-5 280	0
Investment/(Disinvestment) in CAPEX -	19 641 700															
<b>Total Capex</b>	<b>19 641 700</b>	<b>-4 976</b>	<b>-4 991</b>	<b>-5 007</b>	<b>-5 024</b>	<b>-5 043</b>	<b>-5 064</b>	<b>-5 085</b>	<b>-5 108</b>	<b>-5 133</b>	<b>-5 159</b>	<b>-5 187</b>	<b>-5 216</b>	<b>-5 247</b>	<b>-5 280</b>	<b>0</b>
<b>Free Cash Flow - Projeto</b>	<b>-19 641 700</b>	<b>2 661 575</b>	<b>2 628 384</b>	<b>2 594 366</b>	<b>2 559 466</b>	<b>2 523 626</b>	<b>2 486 785</b>	<b>2 448 878</b>	<b>2 409 836</b>	<b>2 369 586</b>	<b>2 328 051</b>	<b>2 285 149</b>	<b>2 240 795</b>	<b>2 194 895</b>	<b>2 174 506</b>	<b>2 148 736</b>
<i>Increase rate (%)</i>		-113,55%	-1,25%	-1,29%	-1,35%	-1,40%	-1,46%	-1,52%	-1,59%	-1,67%	-1,75%	-1,84%	-1,94%	-2,05%	-0,93%	-1,19%
<b>Present Free Cash Flow</b>	<b>-19 641 700</b>	<b>2 506 613</b>	<b>2 331 236</b>	<b>2 167 092</b>	<b>2 013 465</b>	<b>1 869 685</b>	<b>1 735 123</b>	<b>1 609 192</b>	<b>1 491 341</b>	<b>1 381 054</b>	<b>1 277 848</b>	<b>1 181 273</b>	<b>1 090 904</b>	<b>1 006 345</b>	<b>938 949</b>	<b>873 803</b>
Free Present Cash Flow	-19 641 700	-17 135 087	-14 803 851	-12 636 759	-10 623 294	-8 753 609	-7 018 486	-5 409 294	-3 917 953	-2 536 899	-1 259 050	-77 778	1 013 126	2 019 471	2 958 420	3 832 223
YoY (%)		-112,8%	-7,0%	-7,0%	-7,1%	-7,1%	-7,2%	-7,3%	-7,3%	-7,4%	-7,5%	-7,6%	-7,7%	-7,8%	-6,7%	-6,9%
Terminal Value Growth Rate (G)																0,0%
TV/EBITDA																0,0x

Working Capital	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
<b>Assets - Activo</b>	<b>0</b>	<b>508 611</b>	<b>505 058</b>	<b>501 530</b>	<b>498 026</b>	<b>494 547</b>	<b>491 092</b>	<b>487 661</b>	<b>484 255</b>	<b>480 872</b>	<b>477 513</b>	<b>474 177</b>	<b>470 865</b>	<b>467 576</b>	<b>464 310</b>	<b>461 067</b>
Customers - Clientes	0	507 611	504 058	500 530	497 026	493 547	490 092	486 661	483 255	479 872	476 513	473 177	469 865	466 576	463 310	460 067
Inventories - Stock	0	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
<b>Liabilities - Passivo</b>	<b>0</b>	<b>50 798</b>	<b>52 220</b>	<b>53 682</b>	<b>55 185</b>	<b>56 730</b>	<b>58 319</b>	<b>59 952</b>	<b>61 630</b>	<b>63 356</b>	<b>65 130</b>	<b>66 954</b>	<b>68 828</b>	<b>70 755</b>	<b>72 737</b>	<b>74 773</b>
Suppliers	0	50 798	52 220	53 682	55 185	56 730	58 319	59 952	61 630	63 356	65 130	66 954	68 828	70 755	72 737	74 773
<b>Working capital</b>	<b>0</b>	<b>457 814</b>	<b>452 838</b>	<b>447 848</b>	<b>442 841</b>	<b>437 816</b>	<b>432 773</b>	<b>427 710</b>	<b>422 624</b>	<b>417 516</b>	<b>412 383</b>	<b>407 224</b>	<b>402 037</b>	<b>396 820</b>	<b>391 573</b>	<b>386 293</b>
Changes in working capital		457 814	-4 976	-4 991	-5 007	-5 024	-5 043	-5 064	-5 085	-5 108	-5 133	-5 159	-5 187	-5 216	-5 247	-5 280
Changes in working capital/Turnover		15,0%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%

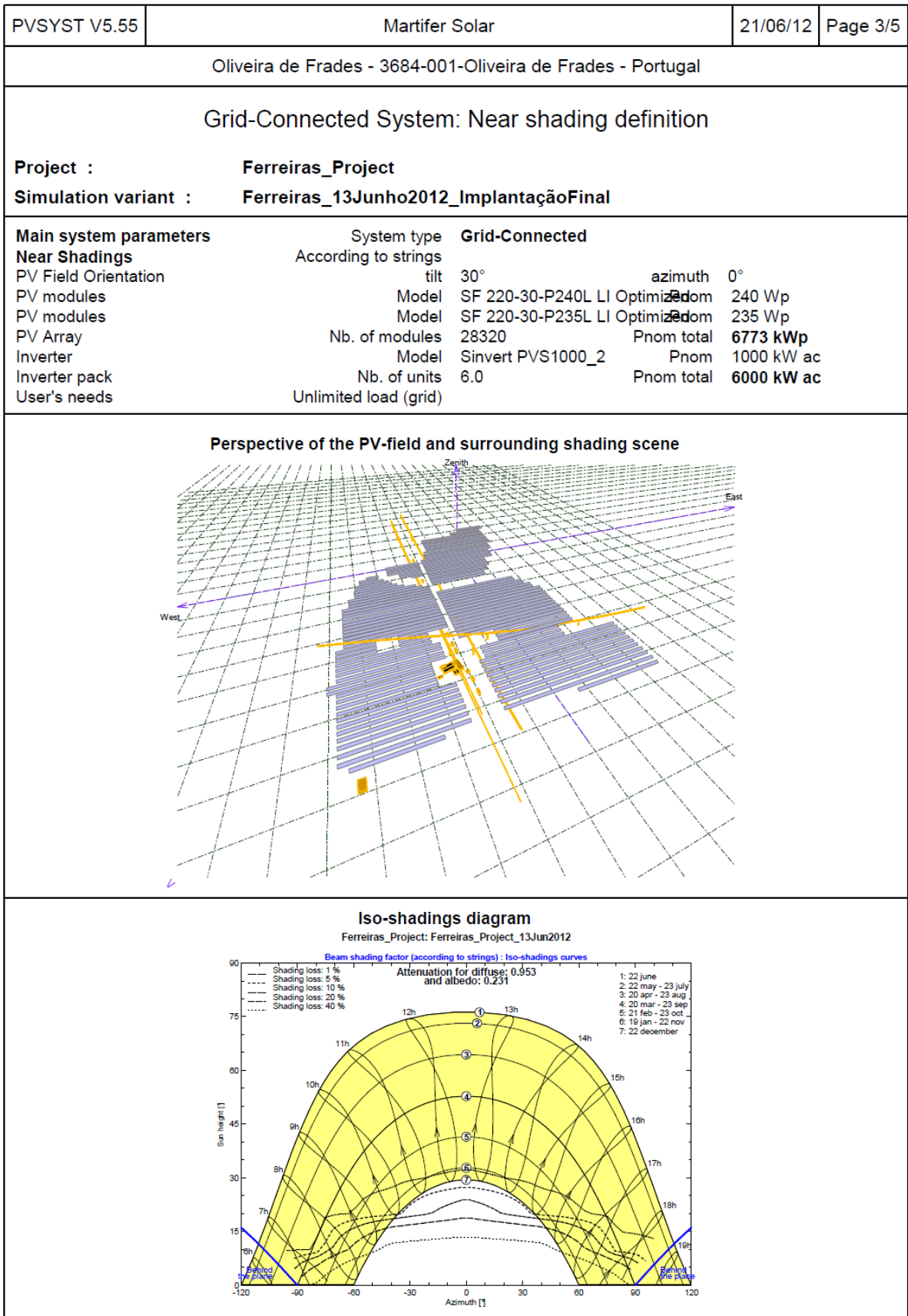
Projeto	
Project Value	3 832 223
TIR	9,19%
PR	11,08 Anos

## Anexos – Simulação PVsyst

PVSYST V5.55	Martifer Solar		21/06/12	Page 1/5
Oliveira de Frades - 3684-001-Oliveira de Frades - Portugal				
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>				
<b>Project :</b>	<b>Ferreiras_Project</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>Ferreiras</b>	<b>Country</b>	<b>Portugal</b>	
<b>Situation</b>	Latitude	37.1N	Longitude	8.2W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	80 m
	Albedo	0.20		
<b>Meteo data :</b>	Ferreiras(PVGIS,METEONORM&IM), Synthetic Hourly data			
<b>Simulation variant :</b>	<b>Ferreiras_13Junho2012_ImplantaçãoFinal</b>			
	Simulation date	21/06/12 16h48		
<b>Simulation parameters</b>				
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	30°	Azimuth	0°
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse	Liu-Jordan
<b>Horizon</b>	Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>	According to strings		Electrical effect	50 %
	Shadings of thin objects		Electrical effect	10 %
<b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b>				
<b>Array#1 : PV module</b>	Si-poly	Model	<b>SF 220-30-P240L LI Optimized</b>	
	Manufacturer	Hanwha SolarOne		
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	1180 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	23600	Unit Nom. Power	240 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>5664 kWp</b>	At operating cond.	5019 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	532 V	I m pp	
<b>Array#2 : PV module</b>	Si-poly	Model	<b>SF 220-30-P235L LI Optimized</b>	
	Manufacturer	Hanwha SolarOne		
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	236 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	4720	Unit Nom. Power	235 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>1109 kWp</b>	At operating cond.	984 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	528 V	I m pp	
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>6773 kWp</b>	Total
	Module area		<b>46785 m²</b>	Cell area
				<b>28320 modules</b>
				<b>41359 m²</b>
<b>Inverter</b>	Model	<b>Sinvert PVS1000_2</b>		
	Manufacturer	Siemens		
	Operating Voltage	450-750 V	Unit Nom. Power	1000 kW AC
<b>Array#1:</b>	Number of Inverter	5.0	Total Power	5000 kW AC
<b>Array#2:</b>	Number of Inverter	1	Total Power	1000 kW AC
<b>Total</b>	Number of Inverter	6	Total Power	6000 kW AC
<b>PV Array loss factors</b>				
Thermal Loss factor	Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Array#1	1.3 mOhm	Loss Fraction	2.1 % at STC
	Array#2	6.7 mOhm	Loss Fraction	2.1 % at STC
	Global		Loss Fraction	2.1 % at STC
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.4 %
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.2 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.4 % at MPP



PVSYST V5.55	Martifer Solar		21/06/12	Page 2/5
Oliveira de Frades - 3684-001-Oliveira de Frades - Portugal				
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)</b>				
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$	bo Parameter	0.05	
<b>System loss factors</b>				
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	288 Vac tri		
	Wires	84 m 3x30000 mm <sup>2</sup>	Loss Fraction	0.5 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connection)	6664 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	0.2 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)			



PVSYST V5.55	Martifer Solar		21/06/12	Page 4/5				
Oliveira de Frades - 3684-001-Oliveira de Frades - Portugal								
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>	<b>Ferreiras_Project</b>							
<b>Simulation variant :</b>	<b>Ferreiras_13Junho2012_ImplantaçãoFinal</b>							
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>						
<b>Near Shadings</b>	According to strings							
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°				
PV modules	Model	SF 220-30-P240L LI Optimized	zadom	240 Wp				
PV modules	Model	SF 220-30-P235L LI Optimized	zadom	235 Wp				
PV Array	Nb. of modules	28320	Pnom total	<b>6773 kWp</b>				
Inverter	Model	Sinvert PVS1000_2	Pnom	1000 kW ac				
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total	<b>6000 kW ac</b>				
User's needs	Unlimited load (grid)							
<b>Main simulation results</b>	<b>System Production</b>	<b>Produced Energy</b>	<b>11829979 kWh/year</b>	<b>Specific prod. 1747 kWh/kWp/year</b>				
		<b>Performance Ratio PR</b>	<b>79.6 %</b>					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p><b>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 6773 kWp</b></p> <p>Legend:                      Lc : Collection Loss (PV-array losses) 1.08 kWh/kWp/day                      Ls : System Loss (inverter, ...) 0.16 kWh/kWp/day                      Yf : Produced useful energy (inverter output) 4.79 kWh/kWp/day</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p><b>Performance Ratio PR</b></p> <p>Legend:                      PR : Performande Ratio (Yf / Yr) / 0.796</p> </div> </div>								
<b>Ferreiras_13Junho2012_ImplantaçãoFinal</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	83.9	11.80	133.9	122.8	765909	740755	12.23	11.83
February	92.6	12.40	129.5	121.7	739661	714510	12.20	11.79
March	153.9	14.10	191.1	181.6	1092908	1056403	12.23	11.82
April	184.1	15.50	200.8	190.9	1136305	1098323	12.10	11.69
May	226.0	17.90	220.8	209.2	1228232	1187442	11.89	11.49
June	238.8	21.10	221.7	209.7	1214487	1174092	11.71	11.32
July	251.1	23.30	237.8	225.3	1284679	1242052	11.55	11.16
August	222.6	23.40	231.2	219.9	1256540	1215164	11.62	11.24
September	171.7	21.60	204.1	194.7	1126507	1089050	11.80	11.40
October	127.5	18.90	172.9	163.5	971704	939792	12.02	11.62
November	86.4	14.90	129.9	120.7	739649	715213	12.17	11.77
December	73.7	12.60	120.0	109.3	679894	657183	12.11	11.70
Year	1912.3	17.32	2193.7	2069.2	12236475	11829979	11.92	11.53
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T Amb	Ambient Temperature		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		EffArrR	Effic. Eout array / rough area			
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		EffSysR	Effic. Eout system / rough area			

