

IPV - ESTGV |



Instituto Politécnico de Viseu

Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu

# Instituto Politécnico de Viseu

Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu







## RESUMO

As alterações climáticas estão na ordem do dia, pelo que tem vindo a crescer a investigação e o interesse no desenvolvimento de áreas como a produção de energia a partir de fontes renováveis, e em particular, a partir da energia solar. Em Portugal, este recurso energético ainda está muito subaproveitado, apesar dos incentivos legislativos à produção para o autoconsumo, nomeadamente com o recurso a energias renováveis, e em particular os sistemas fotovoltaicos (energia solar). Este trabalho pretende dar um contributo para esta problemática, através da realização de um estudo de viabilidade económica de uma instalação fotovoltaica não residencial, no Campus Politécnico de Viseu.

A presente dissertação inicia-se com a apresentação das medidas clássicas de avaliação económica de projetos de investimento. Identificam-se as suas limitações e propõem-se metodologias alternativas, nomeadamente os modelos baseados em opções reais. A abordagem tradicional tem dificuldade em avaliar de forma completa um investimento, na medida em que tem dificuldade em contemplar um conjunto de fatores que a condicionam, nomeadamente a incerteza, a flexibilidade ao longo do tempo, entre outros. As técnicas de avaliação baseadas em opções reais incluem, quer fatores de incerteza associados ao investimento, quer o valor da flexibilidade operacional, isto é, incluem o valor decorrente dos ajustamentos do plano de ação, permitindo, assim, que as empresas possam melhorar a qualidade das suas decisões de investimento.

Pretendeu-se fazer um enquadramento legislativo e criar cenários alternativos de investimento, identificando os seus montantes e as variáveis críticas. O estudo de viabilidade económica teve em conta, não apenas as abordagens tradicionais, bem como o recurso a metodologia de opções reais, nomeadamente árvores de decisão.

Os resultados do estudo sugerem o interesse económico dos sistemas fotovoltaicos de produção para autoconsumo em Portugal, país com forte incidência solar.



## **ABSTRACT**

Climate change is in the order of the day, and the interest in research and development in the areas such as the production of energy from renewable sources, and in particular, from solar energy, has been growing. In Portugal, this energy is still underused, despite the legislative incentive for self-consumption production, namely with the use of renewable energy, and in particular, with photovoltaic systems (solar energy). This work intends to contribute to this problem, through an economic viability study for an installation of a non-residential photovoltaic system, at the Polytechnic Campus of Viseu.

The present dissertation begins with a presentation of the classic measures of economic evaluation of investment projects. Their limitations are discussed and alternative methodologies, such as models based on real options, are proposed. The traditional approach has difficulty in evaluating completely an investment, since it has difficulty in considering uncertainty, flexibility over time, among others. Valuation techniques, based on real options, include both uncertainty factors associated with the investment and the value of operational flexibility. These techniques include the value of the action plan adjustments, which enables companies to improve their investment decisions quality.

It was intended to present a legislative framework and to create alternative investment scenarios, identifying their investment amounts and critical variables. The economic viability study took into account, not only the traditional approaches, but also the use of the real options methodology, namely decision trees.

The results of the study suggest the economic interest of photovoltaic systems for self consumption in Portugal, a country with a strong solar incidence.



## **PALAVRAS CHAVE**

Produção para autoconsumo

Energia fotovoltaica

Sustentabilidade energética

Avaliação Económica

Opções Reais

Árvores de Decisão



## **KEY WORDS**

Production for self-consumption

Photovoltaics

Energy Sustainability

Economic Evaluation

Real Options

Decision trees



## AGRADECIMENTOS

O espaço limitado desta secção de agradecimentos, seguramente, não me permite agradecer, como devia, a todas as pessoas que, ao longo do meu Mestrado em Finanças Empresariais me ajudaram, directa ou indirectamente, a cumprir os meus objectivos e a realizar mais esta etapa da minha formação académica. No entanto, gostaria de expressar a minha sincera gratidão a todas as pessoas e instituições, sem as quais não teria sido possível realizar este trabalho.

Aos Professores Doutores António Pedro Martins Soares Pinto e Joana Rita Silva Fialho o meu franco e sentido agradecimento pela orientação, conhecimento, disponibilidade e paciência despendida, que foram decisivas para a conclusão desta dissertação. Ao longo de todo o processo de elaboração do trabalho foram uns orientadores permanentemente disponíveis para discutir as matérias em tratamento e apresentar sugestões, do que resultou clarificação de ideias em alguns casos. A leitura crítica que fizeram do manuscrito foi contributo inestimável para a sua harmonização final. Por todo este apoio, pelo encorajamento nas ocasiões mais difíceis do trabalho, aqui fica o meu apreço e gratidão.

À Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu, que foi a instituição que serviu de base para este trabalho. Em particular, ao Engenheiro Carlos Silva, que contribuiu ativamente e directamente para uma das partes do trabalho.

Ao Professor Doutor Ilídio Lopes e Silva, agradeço a oportunidade e o privilégio que tive como orientador inicial desta dissertação. Embora por pouco tempo, contribuiu para o enriquecimento da minha formação académica. Agradeço também a sua simpatia e disponibilidade.

Agradeço igualmente a ajuda preciosa do Professor Doutor Joaquim Delgado pela atenção e disponibilidade na discussão de algumas das questões que foram surgindo ao longo deste trabalho.

Ao Professor Doutor Luís Fernandes Rodrigues pela sugestão do tema desta dissertação.

E por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer ao Anderson, por tudo o que é e representa, aos meus pais e irmão, que são a minha estrutura e o meu apoio incondicional, a quem dedico esta dissertação.



# ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL .....	xiii
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	xv
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xvii
ÍNDICE DE TABELAS .....	xix
NOTAÇÃO.....	xxi
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e delimitação do tema.....	1
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Estrutura da dissertação .....	5
2. A Avaliação de Projetos de Investimento .....	7
2.1 Os critérios “tradicionais” de avaliação de projetos de investimento.....	8
2.2 Introdução às Opções Reais.....	12
2.3 Avaliação de projetos de investimento através de Opções Reais .....	17
2.3.1 Características das Opções Reais .....	17
2.3.2 O cálculo do valor das Opções Reais .....	28
3. O Mercado das Energias Renováveis .....	37
3.1 Energia renovável .....	38
3.2 Energia Fotovoltaica .....	40
3.3 Enquadramento legal .....	42
4. Caracterização do Projeto.....	45
4.1 Características do local .....	46
4.2 Caracterização da instalação fotovoltaica no Campus IPV .....	46
4.3 Componentes do sistema fotovoltaico .....	48
4.4 Determinação da tarifa média paga à rede elétrica .....	50
5. Estudo de Viabilidade Económica do Projeto .....	55
5.1 Montante de investimento da UPAC .....	56
5.2 Análise das economias geradas numa instalação UPAC .....	57

5.2.1	Consumo energético e custos históricos (sem UPAC) .....	57
5.2.2	Análise das necessidades energéticas, com UPAC .....	58
5.3	Gastos operacionais da instalação fotovoltaica .....	79
5.4	Análise Económica .....	84
5.5	Árvore de Decisão .....	97
5.6	Análise de Resultados .....	108
	Conclusões.....	111
	Referências .....	119

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1:</b> Consumo mensal de energia da rede, em Kwh, nos diferentes cenários de produção para autoconsumo. ....	64
<b>Gráfico 2:</b> Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 90 Kwp. ....	64
<b>Gráfico 3:</b> Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 180 Kwp. ....	65
<b>Gráfico 4:</b> Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 250 Kwp. ....	65
<b>Gráfico 5:</b> Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 441 Kwp. ....	66
<b>Gráfico 6:</b> Energia injetada à rede, em Kwh, em cada um dos diferentes cenários de produção para autoconsumo. ....	67
<b>Gráfico 7:</b> Economias obtidas nos 4 cenários de investimento, no primeiro ano da UPAC. ..	76
<b>Gráfico 8:</b> Rendimentos totais, em cada cenário de investimento, no primeiro ano da UPAC. ....	79
<b>Gráfico 9:</b> Encargos totais na presença/ausência de uma UPAC no Campus IPV.....	83



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Comparação entre a energia elétrica produzida para autoconsumo e a adquirida à rede. ....	62
<b>Figura 2:</b> Comparação entre a potência tomada à rede em horas de ponta, com e sem a UPAC. ....	73
<b>Figura 3:</b> Árvore de Decisão do fator de investimento. ....	101
<b>Figura 4:</b> Árvore de decisão, do fator de investimento, com valores esperados. ....	103
<b>Figura 5:</b> Árvore de Decisão do fator de preço de electricidade. ....	105
<b>Figura 6:</b> Árvore de decisão, do fator do preço de electricidade, com valores esperados. ...	107



## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela 1:</b> Sistema FV - diferentes capacidades produtivas.....	49
<b>Tabela 2:</b> Tarifa estimada 1. ....	51
<b>Tabela 3:</b> Tarifa estimada 2. ....	51
<b>Tabela 4:</b> Tarifa final. ....	52
<b>Tabela 5:</b> Cenários de Investimento em €. ....	56
<b>Tabela 6:</b> Decomposição do valor da fatura de energia de 2015.....	58
<b>Tabela 7:</b> Necessidades enérgicas mensais, sem UPAC. ....	59
<b>Tabela 8:</b> Energia elétrica, quando se dispõe de uma UPAC (Kwp). ....	61
<b>Tabela 9:</b> Consumos, produção e compras mensais de eletricidade, com UPAC (Euros). ....	69
<b>Tabela 10:</b> Potência tomada à rede em horas de ponta, sem UPAC e com UPAC no primeiro ano de instalação.....	72
<b>Tabela 11:</b> Economia gerada, no primeiro ano de instalação UPAC (Euros). ....	75
<b>Tabela 12:</b> Valor da energia injetada na rede, no primeiro ano de instalação de uma UPAC (Euros). ....	77
<b>Tabela 13:</b> Rendimento total gerado, no primeiro ano, na instalação UPAC (Euros).....	78
<b>Tabela 14:</b> Encargos mensais, para uma instalação FV de 90 Kwp (Euros).....	81
<b>Tabela 15:</b> Encargos mensais, para uma instalação FV de 180 Kwp (Euros).....	82
<b>Tabela 16:</b> Encargos mensais, para uma instalação FV de 250 Kwp (Euros).....	82
<b>Tabela 17:</b> Encargos mensais, numa instalação FV de 441 Kwp (Euros).....	83
<b>Tabela 18:</b> Estimativa dos montantes anuais da energia elétrica, em Kwp, durante os 15 anos de funcionamento da UPAC. ....	85
<b>Tabela 19:</b> Valorização das estimativas dos montantes anuais de energia elétrica, durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC (Euros). ....	87
<b>Tabela 20:</b> Estimativa dos montantes anuais da economia gerada pelo sistema, da potência tomada em horas de ponta durante os primeiros 15 anos da UPAC (Euros).....	88
<b>Tabela 21:</b> Estimativa dos montantes anuais do rendimento energético, durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC (Euros).....	89
<b>Tabela 22:</b> Estimativa dos <i>cash-flows</i> durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC (Euros). ....	91
<b>Tabela 23:</b> Custo de capital da EDP Distribuição. ....	92

<b>Tabela 24:</b> Taxas de atualização.....	94
<b>Tabela 25:</b> Resultados dos indicadores económicos para o cenário da taxa de atualização de referência (6,573%), durante o funcionamento da UPAC.....	95
<b>Tabela 26:</b> Resultados do VAL para os cenários considerados (Euros).....	96
<b>Tabela 27:</b> Resultados da TIR para os vários cenários considerados (%). ....	96
<b>Tabela 28:</b> Resultados do <i>Payback</i> para os vários cenários considerados (Anos). ....	97
<b>Tabela 29:</b> Alternativas de investimento. ....	100
<b>Tabela 30:</b> Outros indicadores de análise. ....	104
<b>Tabela 31:</b> Outros indicadores de análise. ....	108

## NOTAÇÃO

I - investimento inicial

n - número de períodos considerados

r - taxa de atualização

$CF_t$  - cash-flows esperados no período  $t$

$E(R_i)$  - rentabilidade esperada do ativo  $i$

$R_f$  - taxa de juro sem risco

$R_m$  - rentabilidade do mercado

$\beta$  - *beta* do ativo  $i$

$CF_{n+1}$  - *Cash-Flow* no período  $n+1$

g - taxa de crescimento perpétuo dos *cash-flows*

k - taxa de atualização



# **1. Introdução**

## **1.1 Enquadramento e delimitação do tema**

Desde a descoberta da produção de energia elétrica, sempre se almejou encontrar fontes alternativas para a sua produção. Entre as alternativas predominantes e consideradas de maior eficiência, destaca-se a energia mecânica gerada a partir de processos hídricos e a obtida a partir da queima de combustíveis fósseis. Contudo, com o decorrer do tempo, cada vez mais se constata que essas fontes são prejudiciais ao meio ambiente, com tempo de reposição na natureza bastante elevado.

Deste modo, as energias limpas ou renováveis têm vindo a ganhar relevância, nomeadamente a eólica, a solar e a das ondas e marés. Na energia solar, destaca-se a utilização de painéis solares e fotovoltaicos. A utilização de painéis representa um grande avanço na produção de energia, na medida que diminui muito os impactos ambientais. A energia solar é importante na preservação do meio ambiente, apresentando como principais vantagens o facto de não ser poluente, não influenciar o efeito de estufa e não necessitar de turbinas ou geradores para a produção de energia elétrica. Todavia, os elevados montantes de investimento constituem um forte constrangimento.

A incerteza é um dos fatores determinantes na análise de projetos de investimento em novas tecnologias, nomeadamente os relacionados com a energia solar, já que se incluem num contexto de subida de preços da energia elétrica, de restrições de carácter ambiental e de

carências do lado da oferta dos combustíveis fósseis. Além disso, são necessários investimentos avultados e a duração temporal deste género de projetos é longa, normalmente 25 anos.

O atual mercado global e dinâmico é caracterizado pela crescente incerteza que afeta, de forma determinante, o processo de tomada de decisões no seio das organizações. Lidar com a incerteza torna-se, assim, indispensável à otimização das decisões sobre oportunidades de investimento.

Em muitas circunstâncias as decisões de investimento condicionam o processo de criação de valor empresarial, pelo que a adoção de corretas metodologias de avaliação constituem um aspeto determinante. O valor atual líquido (VAL) tem sido o mais utilizado, contudo, apresenta como principal limitação, o facto de ignorar a flexibilidade operacional e o seu valor estratégico, isto é, não incorpora o valor associado a alterações no plano de ação, quando acontecimentos inesperados ocorrem. Neste sentido, as opções reais apresentam-se como uma metodologia complementar, permitindo ultrapassar alguns constrangimentos, nomeadamente o facto do investimento ser parcial ou totalmente irreversível; o facto de incorporar a incerteza quanto à rentabilidade e, por último, o facto de considerar o *timing* contingencial para a concretização dos investimentos.

A avaliação tradicional, suportada pela análise de fluxos de caixa descontados (DCF), ignora os potenciais ganhos e perdas, provenientes da flexibilidade operacional, isto é, não incorpora a possibilidade do plano de ação do projeto ser alterado ao longo do seu tempo de vida. Métodos de avaliação, baseados na teoria das opções reais, e na analogia entre a oportunidade de investimento e opções financeiras, têm vindo a ser propostos como alternativa à avaliação tradicional. Estes métodos de avaliação permitem incorporar fatores de incerteza e a flexibilidade operacional, características comuns a muitos projetos de investimento. A principal vantagem na utilização de opções reais prende-se com o facto de ajudar a construir uma visão estratégica, incorporando decisões sobre a possibilidade de adiar, expandir, contratar, abandonar, interromper, ou alterar um investimento.

A revisão da literatura permite identificar um conjunto de limitações na utilização das técnicas tradicionais na avaliação de investimentos. Trigeorgis (1988 e 1993a) e A. B. Van Putten e MacMillan (2004), entre outros, referem que as técnicas de DCF não incluem o valor resultante da flexibilidade necessária para rever decisões após o início do projeto. Isto é, a abordagem tradicional não representa explicitamente o valor das opções reais inerentes ao investimento. As técnicas de DCF não avaliam corretamente um projeto de investimento, em

ambiente de negócios muito voláteis, e não incorporam o valor criado pela flexibilidade na tomada de decisão Baker, Dutta, e Saadi (2011).

Os métodos DCF valorizam razoavelmente projetos simples, de gestão passiva. No entanto, não conseguem captar a incerteza inerente ao projeto. Trigeorgis (1993a), Triantis, A. e Borison (2001) e Copeland (2002) identificam as desvantagens da utilização de ferramentas DCF na tomada de decisões e sugerem as opções reais como complemento aos métodos de avaliação tradicionais. No entanto, McDonald (2006) argumenta que as diferenças entre as abordagens de avaliação (DCF e opções reais) não são muito significativas.

Myers, em 1984, foi o primeiro autor a reconhecer a analogia entre as opções financeiras e os investimentos reais, utilizando a expressão “Opção Real” para referir a flexibilidade operacional em ambientes de incerteza. Esta expressão levou ao desenvolvimento de métodos de avaliação de projetos de investimento, nomeadamente de Investigação e Desenvolvimento (I&D), baseados em métodos desenvolvidos para opções financeiras. A base científica para essa tarefa é fornecida pela investigação de Black/Scholes e Merton, distinguidos com o prémio Nobel de Ciências Económicas em 1997. As opções reais incorporam a flexibilidade na gestão oferecendo uma contribuição significativa na presença de incerteza. Portanto, a análise, através de opções reais, foi proposta, por ser mais completa, nomeadamente, na avaliação de projetos de investigação e desenvolvimento.

Desde o início da década de 1980, os avanços na literatura em torno das opções reais alteraram o modo como os gestores analisam as oportunidades de investimento. Dixit e Pindyck (1994) desenvolveram uma excelente introdução à teoria de opções reais, referindo que as empresas não devem investir em projetos, que permitem apenas fazer face ao custo de capital. As opções reais permitem decidir o momento do investimento, manter ou abandonar um projeto, expandir ou reduzir a capacidade de produção, ou escolher a produção de tecnologia, produtos e mercados, entre outras (Yeo e Qiu, 2003).

As avaliações tradicionais de projetos com base DCF não refletem a realidade dinâmica e as mudanças que podem ocorrer no desenvolvimento de um projeto de investimento. As abordagens estáticas utilizam cenários de previsão e permanecem numa estratégia operacional rígida adotadas por uma gestão passiva, que subestimam os potenciais ganhos e perdas de investimento advindos de uma gestão flexível e adaptável a possíveis alterações no plano de ação (Yeo e Qiu, 2003).

A abordagem de avaliação de investimentos com recurso a opções reais tem presente o valor da flexibilidade operacional e a possibilidade de melhorar a sua rentabilidade. Nos últimos

anos, as opções reais têm tido uma utilização muito significativa, nomeadamente nos setores mineiro, petrolífero e farmacêutico, caracterizados por uma volatilidade e incerteza elevadas. Os investidores podem exercer opções, sempre que se depararem com investimentos flexíveis e extensivos. O desafio prende-se em reconhecer, avaliar e exercer opções incorporadas em projetos de investimento, especialmente em mercados incertos, mas com elevada rentabilidade (Yeo e Qiu, 2003).

Este trabalho centra-se na análise de investimentos com recurso às opções reais aplicando a abordagem das árvores de decisão clássica. As árvores de decisão são um instrumento auxiliar, útil para avaliar projetos, quando existe incerteza e quando estão envolvidas decisões sequenciais a tomar ao longo do projeto. Assume a forma de uma árvore, que é construída através de diferentes testes que dividem os dados nos diferentes nós (Smith e Nau, 1995).

### **1.2 Objetivos**

Exposta a motivação da presente dissertação, esta investigação pretende, em primeiro lugar, sistematizar a literatura existente em torno das questões da avaliação de investimentos pelos métodos tradicionais e pelo método das opções reais. A maioria dos estudos concluem que as opções reais apresentam-se como uma metodologia complementar aos métodos tradicionais.

Em segundo lugar, procura sistematizar a situação atual da produção de energias renováveis e, em particular, da fotovoltaica. A aposta nas energias renováveis é cada vez maior fruto dos problemas ambientais e das preocupações de sustentabilidade energética. No campo da energia solar fotovoltaica, uma das alternativas de utilização da radiação radica na utilização de mecanismos que acompanham o sol.

Neste quadro, esta dissertação tem como principal objetivo avaliar, com o recurso às opções reais, um projeto de investimento em painéis fotovoltaicos no Campus do Instituto Politécnico de Viseu (IPV).

O sistema solar fotovoltaico é, de entre os vários sistemas de energias renováveis, uma das vertentes com grandes potencialidades no país, pelo clima propício, pela intensidade de radiação solar que o atinge anualmente e pela oportunidade de instalação para autoconsumo, com algum retorno monetário devido à possibilidade de venda do excedente de produção. Neste

contexto pretende-se aferir da importância deste investimento e da sua autossustentabilidade em termos energéticos do IPV.

Todo o trabalho vai ser desenvolvido na prossecução destes objetivos, e a sua organização vai obedecer à estrutura geral descrita na secção seguinte.

### 1.3 Estrutura da dissertação

Para além do presente capítulo de carácter introdutório, o corpo do trabalho é composto por mais cinco capítulos, correspondendo os dois primeiros à análise teórica e os dois seguintes ao estudo empírico. A presente dissertação finaliza com uma síntese do trabalho desenvolvido, com as principais conclusões, limitações e uma breve referência a pistas de investigação futura. O conteúdo genérico de cada um dos capítulos (excluindo o presente) descreve-se de seguida.

No **Capítulo 2**, serão introduzidos e caracterizados os métodos tradicionais de avaliação de projetos de investimento. A utilização tradicional das medidas financeiras apresenta dificuldades importantes nas situações em que existe incerteza e, simultaneamente, na possibilidade de tomar decisões ao longo do tempo de vida do projeto. Neste sentido, procura-se contextualizar a problemática do desempenho dos métodos tradicionais e encontrar alternativas de diferentes modelos e métodos de avaliação em projetos de investimento. Estas alternativas ir-se-ão debruçar nas opções reais. Para além de uma fundamentação teórica mais alargada sobre a teoria das opções reais, serão apresentados, de forma mais abrangente, diferentes abordagens que servem o propósito de avaliação de projetos de investimento. Ir-se-ão abordar os principais constrangimentos, referidos pela literatura, à utilização dessas abordagens na avaliação de projetos em situações de incerteza e na tomada de decisões sequencias.

Os modelos de opções reais podem complementar as medidas tradicionais, permitindo ultrapassar as suas limitações. A análise será focada na utilização das árvores de decisão, na medida em que o conteúdo prático desta dissertação será desenvolvido tendo como suporte esta metodologia.

O **Capítulo 3** procura contextualizar a situação atual da produção de energias renováveis e, em particular, da fotovoltaica. O setor fotovoltaico português enfrenta uma grande revolução com legislação recente sobre produção para autoconsumo. Todas estas alterações ao nível do setor fotovoltaico, aliadas à necessidade de Portugal atingir as suas metas previstas no NREAP (National Renewable Energy Action Plan) em termos de instalação fotovoltaica, até

2020, levam a crer que deverá haver um forte investimento, neste setor, nos próximos anos. Neste sentido, procura-se fundamentar a relevância da nova legislação, identificando as principais alterações face à legislação anterior, realçando os seus pontos mais importantes, nomeadamente ao nível de restrições impostas.

Analisadas as principais contribuições teóricas no âmbito da temática em estudo, no **Capítulo 4**, ir-se-á realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico (FV) para produção de autoconsumo numa instalação no Campus do IPV, com recurso ao *software Sunny Design 3*. O dimensionamento será dividido em etapas distintas, começando por definir as características do local e do projeto, a que se segue a seleção dos módulos FV, do inversor e a definição da potência de ligação à rede de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). Na sequência destas etapas estudar-se-ão diferentes capacidades produtivas do sistema FV e estimar-se-á o valor da tarifa de eletricidade para valorizar os consumos da instalação fotovoltaica. A descrição destes procedimentos serve de suporte à análise de viabilidade económica, na implementação do referido sistema.

No **Capítulo 5** será efetuado o estudo de viabilidade económica para cada uma das capacidades produtivas do sistema FV, consideradas no capítulo anterior. Consideram-se diferentes cenários para a capacidade produtiva, e para a sua avaliação económica, ir-se-á recorrer, em primeiro lugar, a métricas tradicionais de avaliação de investimentos, nomeadamente, ao Valor Atual Líquido (VAL), à Taxa Interna de Retorno (TIR) e ao número de anos necessário para recuperar o investimento (*Payback*). Posteriormente ir-se-á realizar uma análise de sensibilidade, considerando algumas variações na taxa de atualização.

A viabilidade económica deste projeto será complementada com o recurso às opções reais, em duas situações distintas. Em cada situação, considera-se um fator de incerteza distinto. Na primeira, o fator de incerteza considerado é o valor do investimento e na segunda, o fator de incerteza diz respeito ao valor da tarifa paga pela eletricidade. Em ambas as análises, ir-se-á recorrer a uma árvore de decisão, uma das técnicas de avaliação de opções reais, para complementar a análise de viabilidade económica do investimento. Os valores do *Payback*, VAL e TIR complementam a avaliação.

No **Capítulo 6**, são apresentadas as principais conclusões do trabalho, as suas limitações e sugerem-se linhas de investigação que possam merecer a atenção de trabalhos futuros.

## 2. A Avaliação de Projetos de Investimento

Um investimento em ativos financeiros ou em ativos reais consiste numa aplicação de recursos com objetivo da sua recuperação integral e a obtenção de um excedente financeiro. A avaliação económica de um projeto de investimentos consiste, muito simplesmente, em identificar todos os fluxos financeiros (*cash-flows*) gerados pelo próprio projeto, aplicando posteriormente um conjunto de metodologias de avaliação que permite avaliar se o projeto é ou não viável (Brealey, Myers, e Allen, 2006).

Os projetos podem ser classificados em projetos de raiz (criação de uma empresa) versus projetos integrados numa empresa. Um projeto integrado numa empresa pode ser classificado, de acordo com o seu objetivo, em projeto de expansão (originando um aumento da capacidade produtiva, substituição (pressupõe a manutenção da capacidade produtiva) ou projeto de inovação (origina novas áreas de negócio) (Brealey *et al.*, 2006). A implementação de um negócio engloba diversas fases: pré investimento; investimento (aquisição e/ou construção dos ativos) e exploração (que pode ainda ser subdividida em períodos de arranque e de cruzeiro).

Um projeto de investimento só deve ser empreendido se, no mínimo, proporcionar uma rentabilidade idêntica à de outras alternativas com o mesmo risco existentes no mercado.

Este capítulo está organizado da seguinte forma: para além desta introdução, a secção 2.1. aborda os critérios “tradicionais” da avaliação de projetos de investimentos, a secção 2.2. introduz as opções reais e, por fim, a secção 2.3. descreve a avaliação de projetos de investimento com o recurso às opções reais.

## 2.1 Os critérios “tradicionais” de avaliação de projetos de investimento

O processo de avaliação consiste na adoção de um conjunto de metodologias que permitem aferir a viabilidade de um projeto de investimento, estando a sua implementação condicionada pela oportunidade de investimento e disponibilidade de recursos financeiros. As diferentes metodologias de avaliação proporcionam indicadores para a tomada de decisão.

A avaliação tradicional de projetos tem subjacente a atualização de *Cash-Flows* Futuros (*Discounted Cash-flow* – DCF), proporcionando como principais indicadores o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) (Brealey *et al.*, 2006, pp. 14–29).

O VAL traduz o valor atual dos fundos gerados pelo projeto, depois de renumerado e reembolsado o capital investido. Obtém-se pelo somatório dos valores atualizados dos *cash-flows* (positivos e negativos), expresso da seguinte forma: (Saias, Carvalho, e Amaral, 1998, pp. 326–327).

$$VAL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

onde  $I$  exprime o investimento inicial,  $n$  o número de períodos considerados,  $r$  é a taxa de atualização e  $CF_t$  são os *cash-flows* esperados no período  $t$ .

O VAL é utilizado quando a taxa de atualização (custo de capital, taxa rentabilidade exigida) é conhecida ou especificada. Enquanto critério de decisão, o projeto deve ser aceite quando o VAL é positivo, sinónimo de que permite recuperar o investimento realizado, remunerar os capitais investidos à taxa pretendida e gerar um excedente (Yeo e Qiu, 2003).

A TIR exprime a forma como os *cash-flows* de exploração remuneram os *cash-flows* de investimento, expressa, em termos matemáticos, pela taxa de atualização que torna o VAL nulo (Saias *et al.*, 1998, pp. 346–347). Isto significa que, para determinar a TIR de um projeto que dura  $n$  períodos, se deve resolver, em relação à TIR, a seguinte expressão (Brealey *et al.*, 2006, pp. 91–93):

$$VAL = 0 \Leftrightarrow -I + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

Como critério de decisão aceita-se o projeto se a taxa de atualização for inferior à TIR (Brealey *et al.*, 2006, p. 93).

Brealey *et al.* (2006) referem que o recurso aos *cash-flows* descontados é amplamente utilizado na análise de projetos a longo prazo, sendo o VAL e a TIR das métricas tradicionais de avaliação mais utilizadas.

Para que as decisões de investimento sejam coerentes, o investidor tem que ter um conhecimento perfeito do futuro. A realidade, no entanto, é mais complexa: a evolução ao longo do tempo dos diversos fatores que condicionam os *cash-flows* escapa a qualquer previsão por mais cuidada e perfeita que seja. As decisões estratégicas de investimento são, muitas vezes, tomadas em contextos de informação insuficiente, tendo as ferramentas tradicionais dificuldade em as contemplar (Baozhu e Shiliang, 2011). Um conjunto de fatores tem impacto na avaliação do projeto, como sejam a concorrência, a fiscalidade, a inflação, entre outros (Baozhu e Shiliang, 2011). Assim, em mercados competitivos, a elaboração de um plano detalhado a longo prazo e a formulação da estratégia tornam-se extremamente difíceis. Num contexto de forte volatilidade, os métodos tradicionais encontram dificuldades acrescidas no processo de avaliação. O método DCF tem subjacente um plano pré-determinado (com fluxos de recebimentos e pagamentos, taxas de juro, etc.), não contemplando diferentes alternativas (Yeo e Qiu, 2003). A incerteza está cada vez mais presente nos mercados globais sujeitos a forte dinâmica, dificultando a elaboração de estimativas, pelo que, se torna necessária a realização de revisões periódicas ao longo da vida do projeto.

Miller e Park (2002) enumeram como principais limitações dos métodos tradicionais: a determinação da taxa de atualização, a flexibilidade e a tomada de decisão do investimento.

A primeira decorre da dificuldade em estimar de forma correta a taxa de atualização. Os *cash-flows* são atualizados com uma taxa que deve refletir o risco percebido do projeto, pelo que, estimar o seu valor constitui uma tarefa difícil, especialmente quando os projetos têm associada uma elevada incerteza (Yeo e Qiu, 2003). Assim, a determinação da taxa de atualização (taxa de rentabilidade exigida) está sujeita a alguma subjetividade, nomeadamente, quando diferentes perfis de risco podem conduzir a diferentes expectativas de rentabilidade.

A avaliação de projetos pode realizar-se de acordo com duas metodologias distintas, dependendo dos pressupostos assumidos para a taxa de crescimento dos preços. Na avaliação a preços constantes, os preços não se alteram ao longo da vida do projeto, utilizando-se esta metodologia quando o valor da inflação não interfere, de forma significativa, nos preços dos bens ou produtos. Isto é, os fatores de natureza monetária (a inflação e a evolução cambial) não

condicionam a rentabilidade da empresa (admitindo-se, portanto, uma inflação nula e a manutenção das taxas de câmbio). Em alternativa, na avaliação a preços correntes, os preços dos produtos variam ao longo do tempo, ou seja, contempla a inflação (Cebola, 2011). Na metodologia de preços correntes, utiliza-se uma taxa de atualização nominal para reportar ao momento zero os valores de *cash flows* futuros. A avaliação a preços constantes, em geral, sobreavalia o projeto, tornando o VAL, atendendo ao facto de todas as rubricas serem inflacionadas exceto as depreciações/amortizações.

Normalmente a taxa de atualização tem um carácter genérico e não contempla riscos específicos do projeto, tais como o desenvolvimento tecnológico ou os custos de desenvolvimento (Rhee, Pieters e Voort, 2008). Se a incerteza associada ao projeto for muito grande, opta-se, em geral, por uma taxa de atualização maior, refletindo um prémio de risco elevado nos *cash-flows* futuros. Esta taxa tem em conta a inflação dos preços, o risco que a rentabilidade seja inferior à esperada, os custos no decorrer do projeto e os riscos de ter algum retorno nulo ou positivo (*payback period*).

Deste modo, a estimativa de *cash-flows* e da taxa atualização, que melhor se adequa ao projeto, constitui um problema que, nomeadamente, em ambiente de incerteza, torna a sua estimação difícil, tendo presente um conjunto de fatores como a quota de mercado, a taxa de inflação, os custos de capital, etc.

A incerteza e o risco são, em muitas circunstâncias, sinónimos, no entanto, referem-se a realidades distintas. O que os distingue decorre de o risco ser mensurável (através de distribuições de probabilidade) e a incerteza não (Knight, 1921). Neste trabalho serão utilizados de forma indiferenciada, quando não se conhece, ao certo, as consequências da decisão.

A segunda limitação enumerada por Miller e Park (2002) decorre dos métodos tradicionais não incorporarem a flexibilidade operacional, condição necessária em contextos voláteis. A abordagem tradicional baseia-se no pressuposto de que os *cash-flows* seguem um padrão rígido e previsível (Trigeorgis, 1993a, 1995). Trigeorgis (1988) refere que o VAL ignora a flexibilidade operacional e o valor estratégico que resulta das interações com investimentos futuros. Na mesma linha, Kester (1993) considera que os métodos tradicionais avaliam os projetos de investimento como oportunidades isoladas, ignorando as interações geradas. Na medida em que novas informações são incorporadas e a incerteza reduzida, a flexibilidade permite valorizar os *cash-flows* futuros, nomeadamente através da alteração da estratégia operacional, da capitalização de oportunidades futuras favoráveis ou através da atenuação de perdas (Trigeorgis, 1993a, 1995).

No contexto atual, caracterizado pela mudança e incerteza, torna-se cada vez mais difícil estimar os *cash-flows*. Assume-se, implicitamente, que o projeto será elaborado e executado de forma contínua ao longo do tempo, sem ter presente um futuro que pode ser incerto (Trigeorgis, 1993a). Portanto, os *DCF* ignoram o valor adicional que pode ser incorporado ao projeto, por uma maior flexibilidade operacional, proporcionando uma maior rentabilidade ou uma minimização de perdas. Tendo presente a incerteza dos mercados e as interações cada vez mais complexas, os *cash-flows* gerados divergem dos estimados (Trigeorgis, 1993a). Assim, um projeto com alguma flexibilidade operacional poderá ser subavaliado ou sobreavaliado pelos métodos tradicionais (Kulatilaka e Marcus, 1992), podendo levar à rejeição de projetos criadores de valor (Kemna, 1993) ou à aceitação de projetos sem valor.

A ausência de flexibilidade traduz-se, também, no facto de a avaliação não contemplar o tempo de vida útil ou a tomada de decisões alternativas (Rhee *et al.*, 2008). A título de exemplo, em determinadas circunstâncias, pode ser vantajoso colocar temporariamente em espera, acelerar, desacelerar, ou até mesmo abandonar o projeto. Utilizar o VAL para projetos que tenham uma vida longa ou que estejam sujeitos a elevado nível de incerteza pode originar estimativas incorretas de *cash-flows*. Como referido, o cálculo do VAL tem subjacente um "cenário esperado" para os *cash-flows*. Considerar projetos como oportunidades de investimentos independentes e aceitar um projeto com VAL positivo, torna a sua gestão inflexível, desde o início, representando um compromisso irrevogável com uma estratégia operacional pré-definida (Yeo e Qiu, 2003). Sendo assim, esta metodologia não incorpora a flexibilidade no sentido de “esperar para ver” ou “alterar a decisão após ter iniciado o investimento”, pelo que se tem questionado a sua utilização (Silva, 2011, p. 11).

A terceira limitação enumerada por Miller e Park (2002) está associada à tomada de decisão de investimento: nos métodos tradicionais, as decisões de investimento são vistas como um “agora ou nunca”, sem a possibilidade de as adiar. O valor de um projeto de investimento, avaliado pelos métodos tradicionais, não contempla a incerteza e a flexibilidade operacional que podem condicionar a sua execução Miller e Park (2002). Nesse caso o VAL não proporciona a decisão correta sempre que o investimento possa ser irreversível e a decisão de investir adiada (Pindyck, 1991) (Dixit e Pindyck, 1994)..

Dixit e Pindyck (1994), entre outros, referem que a aplicação destes métodos pode conduzir a decisões de investimento erradas, na medida em que não contemplam: a) a irreversibilidade (total ou parcial), ou seja, o facto de o investimento apresentar valores não

recuperáveis – nomeadamente se o projeto não é retomado e b) a possibilidade de adiar a decisão de investir.

Assim, os métodos tradicionais têm sido questionados quanto à relevância e qualidade da informação que proporcionam, nomeadamente, quando não incorporam, na sua avaliação, a incerteza e a flexibilidade operacional. No entanto, para projetos com níveis de incerteza reduzidos, proporcionam bons resultados.

Pesem as limitações enumeradas, a avaliação tradicional não pode ser considerada incorreta, mas incompleta. Com o propósito de contornar alguns dos seus inconvenientes, novas perspetivas de avaliação, mais flexíveis, procuram complementar os métodos tradicionais com a incorporação de fatores de risco e incerteza, presentes nos contextos atuais das empresas (Fialho, 2013, p. 23). Face aos constrangimentos identificados, a abordagem com o recurso a opções reais surge como alternativa.

### **2.2 Introdução às Opções Reais**

A abordagem tradicional avalia, de forma incompleta, um investimento na medida em que não inclui os fatores de incerteza nem a necessidade de adequar o seu plano de ação ao longo do tempo, subestimando o seu valor atual (Bowman e Moskowitz, 2001) (Dixit e Pindyck, 1995) (Luehrman, 1998) (Trigeorgis, 1993a) (Yeo e Qiu, 2003). Daí, a necessidade de introduzir novas técnicas de avaliação, que contemplem a incerteza, nomeadamente, os modelos probabilísticos e a flexibilidade operacional, contemplando os ajustamentos ao plano de ação que permitem melhorar a qualidade das decisões de investimento.

Procurando dar resposta a algumas das limitações identificadas na secção anterior, a teoria das opções reais procura ser uma metodologia complementar e uma mais-valia significativa na avaliação de projetos de investimento. Uma das principais vantagens da avaliação, com recurso às opções reais, prende-se com o facto de permitir captar e compreender as alternativas de investimento. Para Saurin (2002) o recurso a esta metodologia tem uma grande utilização nas finanças empresariais, nomeadamente, quando se pretende determinar o valor de uma empresa ou de outros ativos.

Dixit e Pindyck (1994) deram um forte contributo para a introdução da teoria de opções reais, quando referem que as empresas não devem investir em projetos, que apenas permitam fazer face ao custo de capital (Yeo e Qiu, 2003).

Baker *et al.* (2011) referem que, ao contrário das técnicas *DCF*, a teoria das opções reais concede, às empresas, maior flexibilidade e simultaneamente incorpora a incerteza na realização de projetos de investimento. Na avaliação de um projeto com recurso às opções reais, Amram, Kulatilaka, e Henderson (1999) referem alguns aspetos que devem ser observados: i) a pertinência de uma decisão contingente; ii) a presença de incerteza suficientemente elevada que justifique o adiamento do investimento até à obtenção de informação adicional, iii) se o valor do projeto contempla possíveis expansões nos *cash-flows* esperados e iv) se existem reavaliações do projeto e correções de estratégias ao longo da sua vida. Assim, as opções reais têm presente a “capacidade de incorporar o valor inerente à flexibilidade, de adiar um investimento irreversível”, denominado “valor da espera” (Kumbaroglu, Madlener, e Demirel, 2008, p. 1883). Desta forma, torna-se possível, por exemplo, adiar o início, abandonar ou expandir projetos de ativos reais gerando “valor adicional” ( Wu e Ong, 2008, p. 126). Em contextos de elevada incerteza, ou volatilidade, a flexibilidade proporcionada por esta metodologia de avaliação pode aumentar o valor dessas opções.

Como ferramenta de decisão estratégica, as opções reais têm presente os desenvolvimentos ocorridos nas opções financeiras, na medida em que incorporam, explicitamente, o valor da flexibilidade, isto é, a análise das opções reais permite ajustar a estratégia de execução do projeto, pois, ao longo do tempo, a incerteza vai-se resolvendo (Shiu-Hwei Ho e Shu-Hsien Liao, 2011). É importante referir que as opções financeiras são opções sobre ativos financeiros. Uma opção financeira pode ser definida como o direito, mas não a obrigação, de comprar (*call option*) ou vender (*put option*), no mercado, um determinado ativo financeiro (ativo subjacente) por um preço pré determinado, num período pré estabelecido. Quanto ao momento em que a opção pode ser exercida, pode ser classificado em americano (exercida em qualquer momento) ou europeu (apenas no vencimento) (Yeo e Qiu, 2003,).

A partir de 1980, os métodos de avaliação de opções financeiras têm vindo a ser associados a investimentos reais quando há necessidade de incorporar a flexibilidade. Esta extensão deu origem às opções reais, caracterizadas como opções sobre ativos reais, procurando dar resposta às alterações a que o investimento está sujeito. Assim, as opções reais são direitos, mas não obrigações, de realizar uma ação futura. Uma empresa que deseja investir pode aguardar condições mais favoráveis para implementar o projeto (Yeo e Qiu, 2003). Neste sentido, a análise de investimentos, com recurso às opções reais, é análoga às opções financeiras.

À semelhança dos mercados financeiros, as opções reais concedem o direito, mas não a obrigação, de efetuar uma transação futura de ativos reais. O valor das opções financeiras reflete o desenvolvimento do valor esperado do ativo, incluindo a incerteza. Por outras palavras, o valor das opções financeiras identifica-se como o preço a pagar para eliminar a incerteza e a flexibilidade. As opções reais utilizam metodologia semelhante na avaliação de opções investimentos. O risco das opções reais que influencia os gastos ou os rendimentos do projeto de investimento é equivalente ao risco das opções financeiras relativo à queda dos preços nos mercados financeiros (Rhee *et al.*, 2008).

A terminologia “opções reais” é atribuída a Myers (1977) quando refere que as oportunidades de crescimento empresarial devem ser vistas como opções. Os modelos de opções reais permitem incorporar, nos projetos de investimento, um conjunto de características comuns: a sua reversibilidade parcial ou total, incorporar a incerteza de rendimentos, e o facto do *timing* para a realização dos investimentos ser contingente ( Trigeorgis, 1996). Estas características, desde que verificadas cumulativamente, conferem, à oportunidade de investimento, semelhanças com as opções financeiras.

No entanto, existem diferenças significativas entre opções financeiras e opções reais (Yeo e Qiu, 2003) (Newton, Paxson e Widdicks, 2004). Em primeiro lugar, o ativo subjacente de uma opção financeira é um ativo financeiro, um valor mobiliário (como uma ação ordinária) ou uma taxa de juro, enquanto nas opções reais, o ativo subjacente é um ativo real, tangível, como uma unidade de negócio, um projeto.

Em segundo lugar, o tempo de execução da opção também é diferente entre opções financeiras e opções reais: enquanto as opções financeiras são normalmente de curta duração (menos de 1 ano de validade), as opções reais podem ser de longa duração e algumas não têm data de validade.

Em terceiro lugar, os ativos subjacentes das opções financeiras são comercializados em diferentes mercados, com um preço positivo. Nas opções reais, o ativo subjacente pode não ser comercializado no mercado, pelo que o seu preço pode ser negativo. Normalmente, não há preço de mercado observável para o ativo subjacente de opções reais porque podem não se referir a ativos negociados no mercado, como por exemplo projetos de investimento, propriedade intelectual, terrenos, imóveis, recursos naturais (minas, poços de petróleo etc.) ou projetos de investigação e desenvolvimento. Nas opções financeiras, os ativos são geralmente geridos por profissionais, enquanto os ativos subjacentes às opções reais são, em geral, geridos pelo seu titular.

Em quarto lugar, as opções financeiras envolvem uma opção simples com um preço único de exercício. No entanto, o preço de exercício de opções reais pode variar ao longo do tempo e até de forma aleatória. Pode haver várias opções reais para o mesmo ativo subjacente. Por exemplo, a realização de um projeto de investigação e desenvolvimento cria a opção de adotar uma tecnologia com benefícios desconhecidos. Se este projeto for bem-sucedido, existe uma opção subsequente para expandir a linha de produtos. Por outro lado, se o produto se tornar obsoleto, há a opção de abandonar. Portanto, o projeto irá incluir o valor da opção expansão e de abandono.

E, por fim, o valor da opção e o tempo ótimo de execução são influenciados pela posição de mercado da empresa. Kester (1993) refere que as opções reais podem ser partilhadas por concorrentes, enquanto as opções financeiras são apenas do seu titular, isto é, as opções reais, na maioria dos casos, não são exclusivas (a título de exemplo, a opção de abrir uma loja num determinado local pode ser exercida até que outro concorrente o faça (Huisman et al., 2004). As opções reais podem não ser facilmente transacionáveis. Se a concorrência é imperfeita, pode ser ótimo exercer as opções o mais rápido possível para antecipar respostas competitivas e para aproveitar ao máximo as oportunidades de crescimento futuro.

À semelhança das opções financeiras, o valor das opções reais depende do(a): valor do ativo subjacente; variância do valor do ativo subjacente; preço de exercício da opção; período de expiração; taxa de juro sem risco e dividendos (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–6).

Relativamente ao valor do ativo subjacente, nas opções reais, corresponde ao valor do projeto de investimento, ou do ativo real em questão. Nas opções financeiras o valor do ativo subjacente é predeterminado, enquanto nas opções reais, o seu detentor pode alterar o ativo real e condicionar o seu valor, bem como o valor das opções reais que dele dependem. O valor do ativo expressa-se pelo valor atual dos *cash-flows* esperados. Se o valor do ativo subjacente aumenta, aumenta, também, o valor da opção de compra (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–6). Este valor do ativo decorre de um conjunto de opções de investimento, tendo como ativo subjacente o projeto, traduzido nos *cash-flow* descontado (Trigeorgis, 1996).

Em segundo lugar, a variância do valor do ativo subjacente, pode ser estimada de formas distintas: i) adoptando a variância dos *cash-flows* de projeto similares já existentes; ii) atribuindo diferentes probabilidades de ocorrência a diferentes cenários: os *cash-flows* podem ser estimados para cada um, e a variância estimada através de valores esperados; iii) calculando o valor médio da variância da cotação das ações das empresas do setor de atividade. Quanto

maior a volatilidade do ativo subjacente, maior é o valor da opção, tendo presente as variações de valor mais significativas ao longo do tempo (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–6).

Em terceiro lugar, o preço de exercício da opção que se identifica, geralmente, com o custo do investimento. Ou seja, este valor corresponde ao montante necessário para adquirir o ativo (numa opção tipo *call*) ou ao montante recebido pela venda do ativo (numa opção tipo *put*). Pode, também, traduzir o valor residual na opção de abandono. Se o preço de exercício de uma opção aumenta, o valor da opção de compra diminui e o valor da opção de venda aumenta (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–6).

A quarta variável, o período de expiração que corresponde, nas opções reais, ao tempo durante o qual o projeto gera rendimentos. Desta forma, se o prazo da opção aumenta, o seu valor também será aumentado (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–6).

Em quinto lugar, a taxa de juros sem risco, normalmente a taxa das obrigações de tesouro, com maturidade semelhante ao vencimento da opção. À medida que a taxa de juro sem risco aumenta, ao longo do investimento, aumenta, também, o valor da opção (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–6).

E, por último, os dividendos que, nas opções reais, o *dividend payout* tem três componentes: uma que resulta dos *cash-flows* intermédios do projeto; outra relacionada com o diferencial entre a rentabilidade de equilíbrio sobre um título financeiro transacionável no mercado, de risco equivalente, e a rentabilidade atual do ativo em consideração; e outra que resulta da entrada de concorrentes (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–6).

A teoria de opções reais constitui, assim, uma importante ferramenta de avaliação de investimentos sujeitos a revisão periódica, nomeadamente, quando se pretende analisar oportunidades estratégicas ao longo do tempo, em que a flexibilidade se transforma num fator importante em contextos de incerteza, e/ou a informação adicional se revele determinante (Mestre, 2010). As opções reais são opções pré-definidas ao longo de um intervalo de tempo que, estrategicamente, taticamente ou operacionalmente, condicionam a realização do projeto. Permite gerir os riscos antes e durante o projeto, e definir os momentos de decisão. Estes momentos podem ser fixos no tempo, fixos no processo ou acionados por variáveis externas ao projeto (ex; os preços do petróleo, taxas de câmbio) (Rhee *et al.*, 2008).

Potencialmente, as opções reais oferecem uma gestão mais eficiente dos capitais da empresa, maximizando o valor para o acionista, usufruindo da incerteza associada ao projeto (Arnold e Shockley, 2003). Baker *et al.* (2011) referem que, de acordo com Damodaran (2000), os gestores realizam investimentos que, pela técnica de DCF, não apresentam viabilidade, mas

que, quando incorporam o valor das opções estratégicas, revelam-se projetos com interesse. Estas opções decorrem de uma sequência de decisões, sendo umas tomadas de imediato e outras diferidas.

### **2.3 Avaliação de projetos de investimento através de Opções Reais**

As opções reais, na avaliação de investimentos, permitem incorporar quatro características importantes: flexibilidade; irreversibilidade (após a tomada de decisão e realizado o investimento, o valor passa a ser um custo efetivo); incerteza (no decorrer do investimento, podem existir diversas fontes de incerteza como o preço do produto, custos futuros, taxas de juro, etc.) e possibilidade de adiamento (é necessário decidir entre lançar mais cedo um produto no mercado, tirando vantagem da antecipação ou, esperar por informações adicionais que permitam diminuir a incerteza). Esta última está associada ao momento (*timing*) da realização do investimento ou à tomada de algum tipo de decisão.

A teoria das opções reais procura modelar decisões desta natureza, tornando-se necessário avaliar as diferentes características, antes da tomada de decisão. Após o investimento inicial, pode alterar-se o curso do projeto, tendo presente o seu desenvolvimento e as alterações de mercado (Dixit e Pindyck, 1994, pp. 3–25). Neste contexto, a análise das características da metodologia das opções reais ganha relevância na avaliação de projetos.

#### **2.3.1 Características das Opções Reais**

De seguida, procura-se descrever, com algum detalhe, as principais características, das opções reais num processo de avaliação de investimentos. Entre estas, destacam-se: a flexibilidade operacional, a irreversibilidade parcial ou total do investimento, a incorporação da incerteza nos rendimentos e, por último, o *timing* para a concretização dos investimentos.

##### **2.3.1.1 Flexibilidade Operacional**

Como referido na secção anterior, a avaliação de investimentos é mais fidedigna se incluir a flexibilidade operacional e a incerteza. As abordagens tradicionais de avaliação de investimentos financeiros ou reais têm sido consideradas como inadequadas, face à dificuldade que apresentam em incorporar a flexibilidade operacional e estratégica, não ajustando as decisões face às alterações dos pressupostos iniciais (Kester, 1984); (Myers, 1984) (Trigeorgis e Mason, 1987) (Dixit e Pindyck, 1995) (Ross, 1995) (Trigeorgis, 1996) (Lopes, 2001, p. 79).

Como referem Harmantzis e Tangutur (2007, p. 109), as opções reais constituem uma abordagem metodológica que permite analisar um investimento em contexto de incerteza e flexibilidade. Desta forma, contornam-se os problemas de rigidez, aumentando a flexibilidade operacional dando resposta a alterações futuras. Permite, ainda, quantificar o valor de uma gestão ativa e as suas interações estratégicas (Trigeorgis, 1996), bem como proporcionar um processo de aprendizagem que conduz a melhores decisões, na medida em que o nível de incerteza diminui (Mun, 2006).

É importante referir que a flexibilidade operacional possibilita rever decisões quando ocorrem desvios nos *cash-flows* estimados, podendo criar valor e limitar perdas. Possibilita, ainda, a escolha do *timing* e funcionamento do projeto, através de opções reais de abandono, expansão, redução de capacidade de produção, alteração de *mix* de produtos e seleção de mercados. A flexibilidade consubstancia-se num conjunto de opções associadas a uma oportunidade de investimento, em que as opções conferem direitos, sem que existam obrigações simétricas associadas (Copeland e Antikarov, 2003, pp. 5–27). A literatura tende a analisar as opções de forma individual (ou seja, uma operação de cada vez), no entanto, a flexibilidade operacional, na avaliação de investimento, incorpora um conjunto de opções reais (Trigeorgis, 1993b).

As opções reais valorizam uma grande variedade de cenários. Diferentes decisões podem ser equacionadas contemplando cenários que podem ocorrer ao longo do tempo, permitindo, deste modo, ajustar a realização do projeto ao longo da sua vida útil. O impacto destas decisões influencia o valor de projeto, pelo que, deve ser considerado na avaliação (Rhee *et al.*, 2008). Efetivamente, a flexibilidade, que assiste todos os investimentos geridos de forma ativa, decorre da capacidade em alterar o curso inicialmente previsto, com o intuito de maximizar o seu valor. Adaptar as decisões futuras a acontecimentos inesperados permite criar valor. De acordo com Copeland, Koller e Murrin (2000) a flexibilidade possui um valor tanto maior quanto maior a incerteza e a capacidade de resposta adequada às informações geradas ao longo do tempo. Em ambientes de elevada incerteza, quanto maior a flexibilidade, maior a capacidade do projeto ter sucesso a longo prazo. Quando se ignora o valor da flexibilidade, subavalia-se, sistematicamente, o valor real gerado pelo investimento, aumentando a probabilidade de rejeição de projetos criadores de valor para a empresa (Trigeorgis, 1996). Assim, a flexibilidade permite captar o valor intrínseco da incerteza. Ao permitir alterar decisões, identificam-se as oportunidades estratégicas dos diferentes cenários. Existem decisões que têm associados custos, como por exemplo, as opções de expandir a capacidade e/ou crescer,

## 2. A Avaliação de Projetos de Investimento

---

as opções sequenciais quando o investimento se realiza por etapas ou, as opções de troca entre consumir ou investir (Trigeorgis, 1993a).

Nos pontos seguintes descrevem-se sucintamente as principais categorias que a flexibilidade operacional pode assumir (opções reais de adiar, crescer, contrair, trocar e as compostas) e a identificação de alguns setores onde se aplicaram.

Em primeiro lugar, a opção de adiar é uma opção *American call* presente na maioria dos projetos, que decorre do direito em adiar o início do projeto, com um preço de exercício idêntico ao montante investido inicial (Copeland e Antikarov, 2003, p. 12).

Na opção de adiar, a empresa detem direitos exclusivos de adiar o projeto, por exemplo, por um ano. O diferimento do projeto permite continuar com os direitos dos investimentos futuros, mas não com a obrigação de os executar, permitindo à empresa decidir investir quando o valor de investimento for inferior ao valor do projeto. Assim, a opção de adiamento pode ser vista como uma opção de compra sobre o valor bruto do projeto, com um preço de exercício igual ao montante de investimento necessário no momento seguinte (Wang e Shou, 2011). O valor de diferir pode ser consideravelmente elevado (McDonald e Siegel, 1986) e, como resultado, a opção ótima pode ser de adiar o investimento até ao momento em que o valor do projeto seja suficiente para fazer face ao montante de investimento (Wang e Shou, 2011).

A opção de adiar é particularmente valiosa em indústrias da extração de recursos naturais, explorações agrícolas, agropecuária, produtos de papel e empreendimentos imobiliário, face à elevada incerteza e aos longos períodos de investimento a que estão sujeitos (Trigeorgis, 1993a).

Em segundo lugar, a opção de crescimento identifica-se com uma opção de compra adicional relativamente ao valor inicial, suportando um custo de acompanhamento. Isto é, trata-se de uma oportunidade de investimento que incrementa o projeto inicial, podendo associar-se a uma opção de expansão ou opção de compra de um investimento a realizar em momento posterior (Silva, 2011, p. 24).

As opções de crescimento implicam a realização de um investimento prévio (por exemplo, investigação e desenvolvimento, aquisição estratégica, estabelecimento de rede de informação, etc.). Se a procura de um produto excede a expectativa inicial, justifica a realização de investimento adicional e, se as condições de mercado forem favoráveis, as opções de crescimento devem ser exercidas (Wang e Shou, 2011). Assim, uma empresa pode realizar investimentos, com VAL negativo (Wang e Shou, 2011), desde que seja possível expandi-lo (Lopes, 2001, p. 103).

Alguns projetos em infraestruturas industriais são referidos como opções de crescimento. Como exemplos podem referir-se a criação de múltiplas gerações de produtos ou a exploração de uma nova geração de produtos, processos ou novos mercados ou, ainda, a entrada em negócios inicialmente sem viabilidade, mas que podem proporcionar investimentos valiosos (Yeo e Qiu, 2003).

Em terceiro lugar, a opção de contrair que se caracteriza pela capacidade em alienar parte do projeto por um valor fixo (Copeland e Antikarov, 2003, p. 12). Esta opção pode ser exercida sempre que as condições de mercado sejam desfavoráveis, obrigando a operar abaixo da capacidade ou reduzindo a escala de operações e as despesas de investimento. De forma semelhante, se as condições do mercado melhorarem, a empresa pode expandir a produção ou acelerar a utilização de recursos (opção de crescimento). Em situações extremas, a produção pode ser temporariamente interrompida e posteriormente reiniciada (Trigeorgis, 1993a). Quando se alteram as condições de mercado, os gestores procedem a ajustamentos de escala e ritmo do investimento. Esta flexibilidade de diminuir perdas é análoga à opção de venda de uma parte da capacidade produtiva do projeto, com um preço de exercício igual às poupanças dos potenciais investimentos (Wang e Shou, 2011).

A opção de contrair é particularmente relevante em setores de atividade como os recursos naturais (minas), o planeamento e a construção de instalações, vestuário e moda, bens de consumo e imóveis (Trigeorgis, 1993a).

Em quarto lugar, uma vez iniciado um projeto, surge a opção de abandono por um determinado montante, cujo valor diminui com o tempo e é formalmente uma *put America* (Copeland, 2002). O exercício desta opção decorre de condições do mercado demasiado adversas (Trigeorgis, 1993a).

Trigeorgis (1996) considera duas situações: i) opção de abandono, em que as despesas necessárias não se realizam todas num único período (em qualquer momento, pode-se abandonar o investimento - opções sobre opções) e ii) opção por abandono quando se entende mais proveitosa a decisão de desistir por completo (opção de abandonar por valor residual) (Silva, 2011, p. 25).

As opções de abandono revelam-se valiosas quando se pretende minimizar as perdas ou explorar alianças e parcerias (Yeo e Qiu, 2003). Admita-se uma unidade industrial que consome diferentes matérias-primas e produz produtos alternativos. Num mercado em mutação, os preços relativos dos *inputs/outputs* ou o valor de venda da unidade industrial alteram-se. Nestas circunstâncias pode-se introduzir um *input* de menor custo, permitindo um *output* que

proporciona maior rentabilidade, ou simplesmente, alienar os ativos em mercado de segunda mão (Lopes, 2001, p. 110).

A opção de abandonar é particularmente relevante em setores intensivos em capital, como transportes aéreos e ferroviários, serviços financeiros, ou na introdução de novos produtos em mercados incertos (Trigeorgis, 1993a).

Em quinto lugar, as opções de troca são portfólios de opções que permitem alterar o modo de execução das operações (ex. utilizar diferentes *inputs* ou produzir diferentes *outputs*). As opções de troca concedem o direito de alterar ou converter tecnologias, mercados ou produtos. Quando ocorrem alterações nos preços ou na procura, os gestores podem alterar o *mix* de produtos - flexibilidade de “produto”, ou alternativamente, produzir os mesmos produtos com diferentes matérias-primas - flexibilidade de “processo”. A flexibilidade de produto traduz-se na capacidade de modificar qualquer bem, obtido em pequenos lotes ou sujeito a procura volátil, como produtos eletroeletrónicos, brinquedos, peças de máquinas ou automóveis. A flexibilidade de processos decorre da capacidade em utilizar diferentes *inputs* (matérias-primas) para a produção de um mesmo produto ou na capacidade de manter relações com diferentes fornecedores em diferentes mercados, de forma a flexibilizar as condições e preços das matérias-primas. Deste modo, a versatilidade de matérias-primas, equipamentos e instalações permitem conferir valor adicional ao projeto ((Trigeorgis (1993a) e (Wang e Shou, 2011)). Trigeorgis (1993a) refere que a opção de troca é particularmente relevante nos processos em que a flexibilidade de produto e processos são importantes.

As opções de troca garantem maior flexibilidade de gestão, sendo relevantes, por exemplo, na seleção de alternativas tecnológicas, ao longo do ciclo de vida do projeto. Outra situação em que as opções de troca ganham relevância decorre do excesso de capacidade produtiva inicial, devido a uma possível grande quantidade de matéria-prima. O excedente permite flexibilizar a produção quando as condições da procura o permitirem (Yeo e Qiu, 2003).

Como exemplos de opções de troca refira-se o desenvolvimento de plataformas que contemplam a alteração do projeto, ao nível do produto ou o modelo de negócio. Yeo e Qiu (2003) referem que a Netscape passou de uma empresa de navegador a um portal de Internet e que a Amazon.com distribui não apenas livros mas também música e vídeos.

Em certo sentido, as opções de abandono podem ser vistas como opções de troca, onde se poderá trocar o projeto pelo seu valor residual. A opção de abandono poderá ser tomada quando os seus valores atuais esperados são inferiores ao valor de liquidação (Wang e Shou, 2011) .

Por fim, as opções de opções, denominadas por opções compostas. Nos projetos estruturados em fases, as opções compostas assumem particular relevância, pelo facto de no fim de cada fase, existir sempre a opção de interromper o projeto ou avançar para a fase seguinte. Assim, cada fase é uma opção dependente das decisões tomadas em fases anteriores (opção de opção ou de opções) (Copeland e Antikarov, 2003).

Retomando, agora, o conceito da flexibilidade operacional, o valor do projeto decorre do VAL incrementado por esta flexibilidade (Trigeorgis, 1998). Assim, o valor da flexibilidade expressa-se pela diferença entre uma gestão ativa do projeto (isto é, considerando as diferentes opções) e uma gestão passiva do projeto (assumindo que os decisores/gestores não alteram as decisões durante o desenvolvimento do projeto) (Santiago e Bifano, 2005).

A avaliação de investimento deve iniciar-se tendo presente o valor proporcionado pelos métodos tradicionais e, posteriormente, avaliar as opções existentes (Miller e Park, 2002). Sendo assim, considera-se que os métodos tradicionais, como por exemplo o VAL, e a análise das opções reais são complementares. Bargh e Ferguson (2000) referem que, para obter o valor do projeto, torna-se necessário estimar o valor das diferentes opções. Se o valor da opção se realizar, esta vai influenciar o valor do projeto. Deste modo, o valor final do projeto, tendo presente as diferentes opções é sempre igual ou superior ao valor final obtido pelo VAL e a diferença dos valores obtidos reflete o valor da flexibilidade (Karami e Farsani, 2011).

Copeland e Antikarov (2003), Coy (1999) e Ross (1995) avaliam, separadamente, os métodos de opções reais e os convencionais, e os resultados obtidos revelam que a utilização simultânea conduz a uma melhor decisão, na medida em que as opções reais melhoram a qualidade de informação proporcionada aos gestores. Uma gestão flexível permite adotar ações futuras, para fazer face às mutações ambientais e, deste modo, aumentar o valor das oportunidades de investimento. E isto, porque, simultaneamente potencializa ganhos e limita perdas relativamente às expectativas iniciais da gestão passiva (Trigeorgis, 1998).

Putten e MacMillan (2004) e Trigeorgis (2005) salientam a importância de considerar as opções reais como uma componente do VAL expandido ou estratégico, e não como uma abordagem independente. Assim, e de acordo com o que foi referido, pode-se definir o VAL estratégico como a soma entre o VAL (sem flexibilidade) e o valor que a flexibilidade estratégica permite, isto é:

$$\text{VAL Estratégico} = \text{VAL estático} + \text{Prémio da Opção (Flexibilidade + estratégia)}$$

Portanto, o VAL tradicional (estático) pode subavaliar projetos de investimento, na medida em que não contempla o valor do prémio de opção, isto é, ignora a componente de flexibilidade estratégica do valor total de investimento. Deste modo podem aceitar-se, ou pelo menos não rejeitar imediatamente, projetos de investimento com VAL negativo, se o valor da flexibilidade exceder o valor daquele. Outra grande virtude desta métrica de avaliação consiste na possibilidade de análises multi-período, permitindo ultrapassar as desvantagens das métricas tradicionais como o VAL.

Em suma, a avaliação de opções reais na análise de investimentos permite quantificar a componente da flexibilidade do valor, traduzida no prémio da opção.

### **2.3.1.2 Irreversibilidade**

Os métodos tradicionais têm sentido dificuldade em explicar e prever as alterações dos montantes de investimento, faltando uma justificação clara sobre as razões que levam algumas indústrias a investirem mais do que outras (Pindyck, 1991). O problema reside no facto de os modelos tradicionais ignorarem duas características importantes nas despesas de investimento. Em primeiro lugar, as despesas são, em grande parte, irreversíveis, isto é, são irrecuperáveis; em segundo lugar, os investimentos podem ser adiados, dando à empresa a oportunidade de esperar informações adicionais sobre os preços, gastos e condições de mercado. A capacidade em adiar um investimento irreversível pode condicionar profundamente a sua decisão. Em investimentos irreversíveis e em que a sua realização possa ser adiada, o VAL pode não ser a metodologia mais adequada (Pindyck, 1991).

A natureza das decisões de investimentos são parcial ou totalmente de carácter irreversível, o que se traduz na impossibilidade de recuperar a totalidade ou parte do montante investido, quando se pretende alterar a decisão após a sua execução, assumindo-se esse custo como irrecuperável. Exemplos disso são as instalações específicas de um determinado processo de produção, o imobiliário industrial ou a venda de equipamentos usados avaliados abaixo do seu valor (Bertola e Caballero, 1994). Uma oportunidade de um investimento irreversível é semelhante a uma opção de compra financeira, ou seja, quando uma empresa tem uma oportunidade de investimento, tem a opção de exercer esse investimento (o "preço de exercício") agora ou no futuro, em troca de um ativo (por exemplo, um projeto) por algum valor. Mais uma vez, o ativo pode ser vendido para uma outra empresa, mas o investimento é

irreversível. Como a opção de compra financeira, esta opção investir tem valor porque o valor futuro do ativo obtido através do investimento pode ser incerto. Se o valor do ativo sobe, o retorno líquido do investimento aumenta. O exercício da opção é irreversível, isto é, o ativo pode ser vendido a outro investidor, sendo que não recupera a opção de investir ou o dinheiro que foi pago pelo ativo (Pindyck, 1991).

Dixit e Pindyck (1994) e Pindyck (1991) identificam duas características essenciais que levam uma despesa de investimento a tornar-se num gasto irrecuperável e, assim, irreversível. A primeira é a especificidade relativamente à empresa ou à indústria, como por exemplo, investimentos em *marketing* e publicidade. Referem, ainda, a título de exemplo, os equipamentos de escritório, viaturas e computadores, com valor de revenda mais baixo do que o seu valor de aquisição. A segunda característica decorre da regulamentação a que determinados equipamentos estão sujeitos. Assim, a irreversibilidade pode ter implicações importantes no comportamento do investidor. A irreversibilidade pode, também, ser condicionada pela envolvente macroeconómica, ou seja, a estabilidade e a credibilidade podem desempenhar um papel mais importantes do que os incentivos fiscais ou financeiros (Pindyck, 1991).

A irreversibilidade é uma ideia que incorpora a noção de "*timing*" (Kogut e Kulatilaka, 2001). Por exemplo, a decisão de realizar hoje um investimento assume o risco de os ativos investidos serem vendidos posteriormente por um valor inferior. Neste contexto, a irreversibilidade não permite recuperar a totalidade dos custos do investimento já realizados. Com esta ideia presente, Sing e Patel (2001) abordam o modelo de Arrow (1968), rejeitando a regra de "investir agora ou nunca", na medida em que a opção de adiar um investimento pode revelar-se a melhor decisão, nomeadamente, quando se pode esperar até que as condições se tornem favoráveis, limitando o risco de perda. Se, no futuro, as condições de mercado forem desfavoráveis, pode adiar-se o investimento ou abandonar o projeto, cuja rentabilidade esteja abaixo do esperado. Por outro lado, a capacidade de adiar um investimento cria também a oportunidade de a empresa "acolher" as condições mais favoráveis do mercado. Num mercado volátil, a opção de espera permite reunir novas informações e clarificar qualquer incerteza que possa condicionar o investimento (Sing e Patel, 2001).

Existe, portanto, uma relação entre o tempo, a decisão de investir e a implementação real do investimento. Essa relação pode ser distinta, considerando um investimento com ou sem concorrência. Claramente, se uma empresa não tem a pressão da concorrência, pode gradualmente implementar um investimento ou um qualquer processo de transformação ou

mudança. Havendo concorrência, a empresa enfrenta um problema de irreversibilidade. A opção de adiar um investimento pode reduzir os custos, mas o investimento pode ser efetuado tarde demais. A decisão de adiar a realização de investimentos, com os conhecimentos necessários para entrar num novo mercado, tem a referência tempo. O valor dessa decisão será diferente se for considerado, por exemplo, no próximo ano, porque outras empresas concorrentes podem, entretanto, ter entrado no mercado. Portanto, o risco de investir num mercado sem concorrência é diferente do risco de investir num mercado com concorrência (Kogut e Kulatilaka, 2001).

### **2.3.1.3 Incerteza**

Ligada à irreversibilidade e à possibilidade de diferimentos de investimentos em ativos reais, encontra-se a incerteza. A incerteza é uma característica que pode afetar os valores do projeto e a opção de investir, pois pode estar associada a variáveis relevantes, como o preço do produto, os custos das matérias-primas, a taxa de juro, a taxa de câmbio, as políticas governamentais, entre outros. Nesta situação, a análise do projeto de investimento deve incorporá-las (Bernanke, 1980).

Em muitos investimentos, a incerteza pode estar presente, não só nos rendimentos futuros, mas também nos custos associados a esses investimentos. Por exemplo, em projetos de Investigação e Desenvolvimento (I&D) na área farmacêutica, nomeadamente, no desenvolvimento de um novo medicamento, os custos são incertos, por não se conhecer, ao certo, o tempo necessário do projeto nem a eficácia do resultado (Pindyck, 1992). Sing e Patel (2001) referem que Arrow (1968) menciona que a incerteza é um fator muito importante nas decisões de investimento. Ao contrário dos modelos tradicionais de investimento, a incerteza aumenta a possibilidade das empresas adiarem os seus investimentos. Bernanke (1980) argumenta que, quando um investimento é irreversível, os investidores, por vezes, suportam um custo adicional ao adiar o compromisso, aguardando por informações mais relevantes.

Pindyck (1992) estuda as implicações da incerteza nos custos, quando se toma a decisão de executar um investimento irreversível ou de abandonar um projeto com custos superiores aos esperados, referindo-se a duas naturezas distintas de incerteza. A primeira é técnica, ou seja, corresponde à incerteza sobre o tempo, esforço e materiais necessários para realizar o projeto. Uma característica importante deste tipo de incerteza prende-se com o facto de esta se extinguir com a realização e conclusão do investimento. Os custos necessários podem ser maiores ou menores do que o previsto, no entanto, o valor total do investimento só é conhecido com a sua conclusão. Outra característica da incerteza técnica decorre dos custos associados serem

diversificáveis. Esta incerteza é endógena ao processo de tomada de decisão, constituindo um incentivo ao investimento faseado, procurando reduzir a variância dos rendimentos. Quanto maior for a incerteza técnica, menor será o valor da oportunidade de investimento.

O segundo tipo de incerteza tem natureza externa à atividade da empresa e incorpora a incerteza dos preços e das quantidades de trabalho e materiais necessários ao projeto. Por exemplo, as novas normas de segurança de trabalho ou a alteração da legislação ambiental podem originar investimentos adicionais. Além disso, este tipo de incerteza pode ser parcialmente não diversificável, na medida em que, por exemplo, alterações de salários, custos de materiais, etc., podem estar correlacionadas com a atividade económica global (Pindyck, 1992).

Dixit e Pindyck (1994) argumentam que se aprende, esperando, na expectativa de as incertezas serem resolvidas, não investindo precipitadamente. De acordo com Dixit e Pindyck (1994) e Trigeorgis (1996) quanto maior a incerteza, maior será o custo de oportunidade associado ao investimento imediato. Este facto leva ao aumento do tempo de investir (momento ótimo para investir) ou, alternativamente, a um maior valor atualizado que justifique o investimento. No entanto, as duas naturezas distintas de incerteza podem condicionar a decisão ótima de investir, elevando o seu custo. Um projeto pode ter um custo estimado que conduza a um VAL ligeiramente negativo, mas existirem vantagens económicas em lhe dar início (Pindyck, 1992) (Sing e Patel, 2001) (Bloom, Bond e Reenen, 2007).

A proposição de Hartman-Abel, para uma relação positiva entre o investimento e a incerteza, pode ser inadequada se o investimento for sujeito à condição de "investir agora ou nunca". Com base na analogia das opções financeiras existem autores que consideram que a incerteza aumenta os custos de oportunidade de investimento e aumenta o valor da opção de adiar o investimento. Por isso, o compromisso de investimento, se irreversível, é largamente reduzido quando a expectativa futura é volátil (Sing e Patel, 2001).

O efeito da incerteza nas decisões de investimento em ativos reais é assimétrico. Como refere Trigeorgis (1996), ao contrário do proprietário de um ativo real, o detentor de uma opção sobre este mesmo ativo possui o direito de usufruir de potenciais incrementos no valor do ativo, mas não a obrigação simétrica de assumir as perdas. Assim, em geral, quanto maior a incerteza, maior o ganho do detentor da opção, enquanto o risco de perda permanece limitado.

### **2.3.1.4 Timing**

Uma das questões mais importantes em finanças empresariais diz respeito à formulação da estratégia ótima de investimento. Há duas componentes na decisão de investimento: quanto

e quando investir. A primeira diz respeito à afetação de capital e a segunda ao momento de investimento. Tradicionalmente, a decisão de afetar capital refere que as empresas só devem investir em projetos com VAL positivo. No que diz respeito ao momento de investir, as opções reais revelam-se como metodologia mais adequada (Grenadier e Wang, 2005).

Como referido, a abordagem do VAL é incompleta. Uma das limitações prende-se com a questão do momento ideal na implementação do projeto em ambiente incerto. A opção de adiar/esperar (*timing*) permite ao investidor escolher, dentro de um determinado período de tempo, o momento mais adequado para implementar o projeto ou para retirar o projeto planeado, quando o ambiente económico é adverso. O investidor deve encontrar uma opção desejável tendo a capacidade de "esperar para ver" (Lee, 1988).

A regra de decisão ótima refere que um projeto deve ser iniciado quando o seu valor atinge um montante crítico (o momento ótimo de investimento). Para avaliar o efeito da incerteza sobre o investimento, Wong (2006) refere que Sarkar (2000) utiliza a incerteza como uma medida de probabilidade para alcançar o momento ótimo de investimento, num período de tempo pré-definido. Se esta medida de probabilidade aumenta (diminui) com a volatilidade do projeto, pode-se razoavelmente deduzir um sinal positivo (negativo) na relação de incerteza-investimento (Wong, 2006). Um número significativo de estudos sobre opções reais refere que o momento ótimo de investimento cresce com a volatilidade (incerteza) subjacente do projeto, isto é, a incerteza valoriza o adiamento do investimento. Existem dois fatores importantes na relação entre o momento ótimo de investimento e a volatilidade do valor do projeto: a incerteza e a taxa de atualização (Wong, 2006). Quando a volatilidade do projeto (incerteza) aumenta, aumenta, também, o valor da opção de adiar a sua realização, valorizando o momento ótimo de investimento. Por outro lado, o fator de atualização, proveniente de uma taxa de desconto ajustada, torna a opção de espera mais onerosa, desvalorizando o momento ótimo de investimento. McDonald e Siegel (1986) estudaram o momento ideal para o investimento num projeto irreversível e concluíram que é melhor adiar o investimento, até que os benefícios do projeto excedam os custos do investimento.

McDonald e Siegel (1986), Dixit e Pindyck (1994), Abel e Eberly (1994) e Sing e Patel (2001), entre outros, mostram que, quando o investimento é irreversível e há alguma flexibilidade na decisão de investimento, há uma opção de espera. Na verdade, na opção de espera, a empresa pode incorrer a uma perda de rendimentos, mas adquire mais informações sobre um futuro incerto. Assim, a opção de espera (parcialmente) dissolve a incerteza, isto é, a incerteza aumenta o valor desta opção. Abelet al. (1996) consideram que os custos adicionais

de espera e do investimento não são totalmente irreversíveis. Apesar dos montantes de investimento futuros poderem ser superiores aos atuais, se alguns ativos puderam ser vendidos, mesmo a um preço inferior ao de compra, a empresa tem uma opção de reversibilidade. O aumento da incerteza aumenta o valor da capacidade de espera e das opções de reversibilidade, de modo que o efeito final sobre o investimento é ambíguo. Em suma, o aumento da incerteza tende a atrasar o investimento quando os custos são irreversíveis (Fuss e Vermeulen, 2004).

Assim, num ambiente de incerteza, deve avaliar-se o momento ótimo para a realização de um investimento irreversível. As características analisadas, quando integradas na avaliação do investimento, ajudam a tomaras melhores decisões..

### **2.3.2 O cálculo do valor das Opções Reais**

Após a apresentação de algumas características das opções reais, ir-se-ão descrever alguns modelos de avaliação. Um conjunto significativo de autores (ex: (Trigeorgis, 1996), (Dixit e Pindyck, 1994), (Copeland e Antikarov, 2003) têm procurado quantificar o valor da flexibilidade operacional em projetos de investimento. O valor das opções reais pode ser aferido por diferentes abordagens, condicionadas, em parte, pela informação disponível e das condições subjacentes à utilização de cada uma. Para calcular o valor das opções reais, uma das abordagens possíveis inclui um conjunto de soluções analíticas de forma fechada, tais como as equações de Black-Scholes (Black e Scholes, 1973), Margrabe (Margrabe, 1978), Roll (Roll, 1977), Geske (Geske, 1979) ou Whaley (Whaley, 1981).

O modelo Black-Scholes, B-S, foi desenvolvido e apresentado por Fisher Black e Myron Scholes em 1973, representado por uma expressão matemática contendo instrumentos derivados de investimento (Black e Scholes, 1973). O modelo é utilizado para avaliar opções europeias e americanas, em relação a opções de compra ou a opções de venda que não distribuem dividendos ((Wu, 2004) e (Owoloko e Okeke, 2014)). É de notar que uma opção de compra americana, sobre um ativo que não paga dividendos, pode ser avaliada como uma opção europeia na equação Black-Scholes no mesmo período, pois nunca será vantajoso o seu exercício antecipado, uma vez que a inexistência de dominância estocástica exige que o prémio de uma opção de compra europeia seja igual ao prémio de uma opção de compra americana (Ferreira, 2009, p. 124 e 189). A utilização deste modelo baseia-se em alguns pressupostos, entre os quais estão as oportunidades de não arbitragem, a não existência de impostos nem de custos de transação, a existência de apenas uma fonte de incerteza, e o facto de o preço do ativo seguir uma distribuição lognormal, o que implica a não consideração de valores negativos.

Pressupõe-se que as cotações variam de forma contínua, os títulos e derivados comercializados são conhecidos e a variabilidade é constante ao longo do tempo. Consideram um processo estocástico que caracteriza a variação do preço de um ativo como um movimento browniano geométrico ((Edeki, Ugbebor e Owoloko, 2015), (Owoloko e Okeke, 2014), (Lee, Tzeng e Wang, 2005) e (Black e Scholes, 1973). Outros autores desenvolveram modelos de avaliação alternativos, tais como Merton (1973) que desenvolveu uma versão alternativa ao modelo B-S no que respeita às taxas de juro, Ingersoll (1977) e Leland (1985) desenvolveram uma versão alternativa ao modelo B-S no que respeita aos custos de transação e impostos, e Merton (1973), entre outros, desenvolveu modelos melhorados relativos aos pagamentos de dividendos. O modelo Black e Scholes assume que o preço das obrigações de tesouro cresce exponencialmente à taxa de juro sem risco (Black e Scholes, 1973), e o modelo de Merton, extensão da fórmula de B-S, assume que o valor de títulos de desconto é estocástica até o vencimento (Merton, 1973).

Margrabre (1978) desenvolveu uma equação de preços para uma opção europeia de trocar um ativo por outro, sendo válida também para opções americanas. Pode-se aplicar esta equação para investidores que criam opções, ou seja, um investidor recebe uma taxa que depende da gestão de uma carteira de ativos, tendo a opção de recusar a taxa se for negativa. Sendo assim, o vendedor tem a opção de não exercer as suas obrigações. Perante uma oferta de troca, o investidor pode ter a oportunidade de trocar títulos de uma empresa por outros. Portanto, o valor da opção depende não só dos valores atuais dos ativos que podem ser trocados, mas também das suas taxas de rentabilidade e da vida útil da opção (Margrabe, 1978).

Geske (1979) desenvolveu um modelo de avaliação de opções sobre opções ou opções compostas, que pode ser aplicado à avaliação de oportunidades de crescimento, que só estão disponíveis se forem realizados investimentos anteriores ((Trigeorgis, 1993a) e (Geske, 1979)). As opções compostas têm sido amplamente utilizadas em finanças empresariais, onde as oportunidades de investimento das empresas pode ser vistas como opções. Este modelo foi elaborado a partir do modelo B-S com o intuito de corrigir alguns pressupostos importantes encontrados no B-S. A principal dificuldade em utilizar a equação diferencial Black-Scholes, quando se está perante opções compostas, é o facto de se assumir que a taxa de variabilidade sobre o ativo é constante. No entanto, com as opções compostas, esta variância não é constante, mas depende do nível do preço das ações, principalmente, do valor da empresa (Geske, 1979). O procedimento do modelo Geske consiste em duas etapas: em primeiro lugar calcula-se o valor da opção subjacente pelo método Black-Scholes; em segundo lugar, a opção composta é

calculada como sendo uma opção da opção subjacente, cujo valor já foi encontrado na primeira etapa (Elettra e Rossella, 2003).

O modelo Geske, como referido, fornece perspectivas para uma análise de opções compostas ou opções de crescimento. Este modelo aplica-se, por exemplo, na aquisição de uma rede de tecnologias de informação para avaliar, não só os *cash-flows* esperados, mas também as futuras oportunidades de crescimento que possam emergir, tais como, novos avanços tecnológicos ou acesso a novos mercados. Por conseguinte, tais investimentos podem ser vistos como opções compostas, que têm de ser avaliadas como opções não independentes, isto é, como uma cadeia de projetos inter-relacionados. A avaliação de opções compostas tem implicações importantes para a avaliação de várias oportunidades de crescimento, onde os investimentos anteriores são pré-requisitos para investimentos posteriores. Por exemplo, com base na equação Geske (1979), Carr (1988) analisa opções sequenciais (compostas), que envolvem opções para adquirir opções subsequentes de trocar o ativo subjacente por outro ativo de risco. Neste sentido, os pressupostos de B-S, de variabilidade e taxas de juro constante são inadequados (Elettra e Rossella, 2003).

Roll (1977) desenvolveu um primeiro modelo para avaliação de opções americanas sobre ações que pagam dividendos. O modelo teve alguns erros, que foram parcialmente corrigidos por Geske (1979), antes de Whaley (1981) desenvolver o modelo final, denominado como modelo de Roll-Geske-Whaley. Este modelo apenas permite avaliar opções de compra americanas sobre ações que pagam um único dividendo, antes da data de expiração da opção. Uma opção de compra americana pode ser considerada como uma série de opções de compra que têm vencimento nas datas *ex-dividend* (Ferreira, 2009, p. 261).

Depois de analisadas as principais abordagens agrupadas em equações diferenciais com solução analítica de forma fechada para calcular o valor das opções reais, será efetuada uma análise sucinta a outras metodologias com soluções numéricas, tais como simulação, árvores de decisão e o modelo binomial. Ou seja, existem abordagens que utilizam tempo contínuo, e outras, tempo discreto.

Longstaff e Schwartz (2001) alega problemas na avaliação de alguns tipos de investimentos em opções reais pelas expressões analíticas de forma fechada, como a dificuldade em construir as equações diferenciais e a dificuldade ou impossibilidade de obter expressões de forma fechada como solução destas equações. Isto é particularmente verdade para as opções reais existentes num projecto de investimento, que são geralmente opções do tipo Americano

inter-relacionadas. Utilizar técnicas numéricas ou aproximações numéricas pode ser uma alternativa. Por exemplo, a simulação pode ser uma abordagem simples, para uma avaliação aproximada do valor das opções americanas, sendo facilmente aplicada quando o valor da opção depende de vários fatores isto é, a simulação permite utilizar várias variáveis de estado (receitas, custos, etc) através de equações estocásticas. Com estas equações, partindo de um valor inicial, pode construir-se um caminho com a evolução dos valores, ao longo do tempo. Se se simular um número grande de caminhos, pode obter-se uma aproximação para os valores dessas variáveis (Keane e Wolpin, 1994). A simulação permite resolver problemas muito complexos em modelos de opções reais, de forma simples, transparente e muito flexível (Longstaff e Schwartz, 2001).

Com o objetivo de avaliar opções americanas, os modelos de simulação podem combinar varios métodos tais como Monte Carlo por Boyle (1977), *Least Squares* Monte Carlo, LSMC, desenvolvido por Longstaff e Schwartz (2001), entre outros. A simulação permite capturar características de investimentos como a rentabilidade dos caminhos de investimentos, que podem ser executados a qualquer momento. O modelo de simulação considera milhares de caminhos prováveis de evolução do ativo subjacente, até à maturidade da opção. Para cada caminho é determinada uma estratégia de investimento ideal (decisão ótima) e o valor da opção é calculado através do valor médio atual de todos os caminhos. A simulação permite modelar múltiplos ativos, correlacionar os *cash-flows* de diferentes fontes subjacentes e considerar várias fontes de incerteza em diferentes tipos de comportamentos estocástico. Além disso, a simulação estocástica permite a avaliação de opções compostas e opções com características complexas, como as opções americanas. A simulação pode, também, ser utilizada para obter uma distribuição de probabilidade que caracterize o valor do projeto, tendo em conta que toda a informação necessária está disponível e que os fatores de risco estão modelados matematicamente (Pringles, Olsina e Garcés, 2015).

O método de simulação LSMC é proposto para estimar o valor do exercício ótimo de uma opção. É um método simples e requer menos tempo de processamento, e pode ser aplicado para avaliar opções com muitas variáveis estocásticas subjacentes. Em qualquer momento do exercício, o titular de uma opção americana compara o valor de exercício da opção com o valor esperado da opção, se não for exercida. Assim, a estratégia do exercício ideal é determinada pelo valor esperado do *payoff* de uma opção, que se mantém viva, em cada instante possível de exercício. São simulados caminhos, contendo as variáveis de estado a utilizar. O valor da opção,

através deste método de regressão, fornece uma estimativa da estratégia ótima do exercício ao longo de cada caminho (Pringles *et al.*, 2015).

A metodologia que se vai abordar em seguida, as árvores de decisão, é desenvolvida com mais detalhe, já que é aquela que se irá adotar para avaliar o conteúdo prático desta dissertação.

O método de representação de árvore de decisão foi formulado por Raiffa e Schlaifer (1961) e é um dos métodos mais utilizados e práticos para dedução indutiva. A árvore de decisão é um método para aproximar valores em funções discretas, que pode ser utilizado como um modelo para informações sequenciais em situações de incerteza. Este método pode ser descrito graficamente com todas as decisões a serem tomadas, com os caminhos que podem ocorrer e os resultados associados. As probabilidades são atribuídas aos caminhos e os respetivos valores são determinados. As árvores de decisão são resolvidas utilizando o método de reversão, em que os nós de decisão e oportunidades são avaliados de forma recursiva (Sbenoy, 2003).

Os modelos da árvore de decisão incluem conceitos como nós, ramos, valores finais, estratégia, distribuição de probabilidades e método de reversão. As árvores de decisão têm três tipos de nós (nó de decisão/raíz, representadas por um quadrado), nó de eventos futuros/incerteza (representado por um círculo) e nó final/folha) e dois tipos de ramos (ramos de decisão e ramos de eventos futuros). Um nó de decisão é um ponto em que uma escolha deve ser feita. Os ramos que se estendem a partir de um nó de decisão são denominados por ramos de decisão, e cada ramo representa uma das possíveis alternativas ou recursos disponíveis nesse momento. As alternativas devem ser mutuamente exclusivas (se for escolhida uma, as outras não podem ser escolhidas) e coletivamente exaustivas (todas as alternativas possíveis devem ser incluídas). Um nó de evento é um ponto onde a incerteza é resolvida (um ponto em que o gestor da decisão aprende sobre a ocorrência de um caminho). Os ramos de eventos que se estendem a partir de um nó de eventos, representam um dos possíveis eventos/caminhos que podem ocorrer nesse ponto. O conjunto de eventos devem ser mutuamente exclusivos e coletivamente exaustivos. A cada evento/caminho é atribuído uma probabilidade, sendo que a soma das probabilidades para os eventos, num conjunto, deve ser igual a um. O terceiro tipo de nó é o nó final, que representa o resultado final de uma combinação de decisões e eventos. Os nós finais são os pontos finais de uma árvore de decisão. Cada nó final tem um valor associado, denominado por valor esperado do projeto ou o *payoff* do projeto. Cada valor final mede o resultado de um cenário, isto é, mede a sequência de decisões e eventos num único caminho,

que parte do nó de decisão inicial até a um nó final específico. Para determinar o valor final, esta abordagem atribui um valor de *cash-flows* esperados para cada ramo de decisão e ramo de eventos e, em seguida, soma os valores dos *cash-flows* esperados sobre os ramos que levam a um nó final (Song e Lu, 2015). A árvore é lida da esquerda para a direita, em termos de sequência temporal dos acontecimentos das ações, mas é resolvida em *roll back*, da direita para a esquerda, para efeito de determinar a estratégia ótima de atuação.

Uma árvore de decisão é, então, uma ferramenta de apoio à decisão que utiliza uma árvore em forma de gráfico ou um modelo de decisões, que permite estruturar as possibilidades de intervenção ao longo do tempo (Song e Lu, 2015). A utilização, na avaliação de projetos, das árvores de decisão (metodologia que pode ser aplicada a qualquer tipo de decisão sequencial), foi introduzida por Magee (1964) e é geralmente baseado pelo método VAL.

As árvores de decisão clássicas incorporam a flexibilidade do projeto, através da representação em árvore, mas utilizam, tradicionalmente, a taxa de atualização ajustada ao risco, para qualquer que seja o nó da árvore, quando, perante a existência de opções, esse risco pode variar. Por outro lado, não é fácil a determinação das probabilidades associadas a cada um dos ramos, sendo, em geral, uma atribuição subjetiva. As técnicas das opções reais ultrapassam estas questões, apresentando uma versão corrigida das árvores: a metodologia da carteira equivalente e a metodologia da neutralidade face ao risco. A abordagem da carteira equivalente consiste na construção de uma carteira, que replique, em todas as situações, o valor futuro da opção ou do ativo que contém opções. Para que não existam oportunidades de arbitragem, o preço da opção ou do ativo com opções deve ser igual ao preço da carteira réplica (lei do preço único). Se a opção ou o ativo com opções não forem transacionados em mercado, o preço da carteira será o preço que o ativo ou a opção teriam se fossem transacionados. A abordagem das probabilidades neutras face ao risco baseia-se no princípio de que, sendo possível cobrir o risco de um ativo utilizando o mercado de capitais, então o preço desse ativo será o mesmo num mundo em que os investidores sejam neutrais face ao risco, ou num mundo em que as atitudes dos investidores face ao risco sejam diferentes (Lopes, 2001, p. 337, 344 e 347). Esta abordagem foi introduzida por Cox, Ross e Rubinstein (1979) para o cálculo de opções através do modelo binomial. No modelo binomial, a árvore é resolvida pelo método de carteira equivalente (utiliza *cash-flows* esperados a taxas ajustadas ao risco, utilizando como chave a lei do preço único) ou pelo método da neutralidade face ao risco (transforma os *cash-flows* esperados nos seus equivalentes certos, descontando-os à taxa livre de risco).

Cox *et al.* (1979) desenvolveram um modelo estocástico em tempo e estado contínuo (Movimento Geométrico Browniano) com base no modelo Black e Scholes que foi aproximado por um processo em tempo discreto (*Random Walk*) para avaliação do valor de opções, principalmente opções americanas, através de uma árvore binomial<sup>1</sup>, apresentando as seguintes características: a taxa de juros é constante; não há impostos nem custos de transação; a taxa de juros é livre de risco ao longo de um período e as probabilidades utilizadas na árvore de decisão são as probabilidades que ocorreriam num mundo de investidores indiferentes ao risco; o valor do ativo não depende de atitudes dos investidores em relação ao risco e o valor do ativo depende unicamente do próprio preço das ações; e a taxa de rentabilidade esperada do ativo é a taxa de juro sem risco (neutralidade ao risco). É importante referir que, apesar destas características, a taxa de rentabilidade esperada do ativo pode não ser a taxa de juro sem risco. O preço de um ativo é equivalente ao valor de uma carteira de ativos transacionados. Consequentemente, o risco e a taxa de rentabilidade esperada devem ser os mesmos que o da carteira de ativos transacionados (Cox *et al.*, 1979).

A resolução da árvore binomial, pelos métodos de avaliação de opções, corrige uma das limitações das árvores de decisão clássicas, que é o facto de estas, na presença de opções, não fornecerem taxas ajustadas ao risco para cada período (nó). Sempre que o preço do ativo subjacente altera, o risco da opção altera, tal a taxa de atualização: se o preço do ativo sobe, o preço da opção sobe e o risco da opção é menor; se o preço do ativo desce, desce igualmente o preço da opção e aumenta o seu risco. É aqui que a metodologia de avaliação das opções resolve o problema. O modelo binomial permite a modelação da flexibilidade ao longo da vida do projeto, recorrendo aos nós da árvore, dos quais partem os ramos de subida e descida (Lopes, 2001, p. 336).

Neste trabalho pretende-se aplicar a abordagem das árvores de decisão clássica para a avaliação de implementação de painéis fotovoltaicos no campus Instituto Superior da Tecnologia (IPV). A utilização desta abordagem foi motivada pelo facto de apresentar características que se adaptam inteiramente a este tipo de projetos. O modelo binomial foi excluído, pois exige informação que não era possível obter a partir de dados existentes, e assume pressupostos que não são razoáveis para a aplicação pretendida, como por exemplo, assumir que o valor do ativo segue um movimento browniano geométrico. Por outro lado, a

---

<sup>1</sup> No modelo binomial são possíveis apenas dois movimentos, um de subida e outro de descida.

## 2. A Avaliação de Projetos de Investimento

---

utilização da árvore de decisão é razoável, pois o número de decisões/alternativas deste projeto de investimento não é grande. Nos próximos capítulos, ir-se-ão analisar diferentes estratégias, pretendendo-se encontrar a estratégia ótima de execução de painéis fotovoltaicos no campus do IPV.



### **3. O Mercado das Energias Renováveis**

A oferta insuficiente de energia condiciona o desenvolvimento social, económico, ambiental e a qualidade de vida. O aumento da produção agrícola e industrial, um sistema de transporte eficiente, melhores condições habitacionais e cuidados de saúde acrescidos requerem maior consumo de energia, pelo que o fator energético constitui um fator importante para o crescimento económico (Apergis e Danuletiu, 2014).

A expansão de atividades, fortemente dependente do consumo de energia, coloca duas questões. Em primeiro lugar, os combustíveis fósseis são um recurso finito. Embora existam grandes quantidades de carvão, petróleo e gás natural, dada a crescente procura de energia, estes recursos tendem a tornar-se escassos, pelo que a procura de fontes alternativas assume um papel cada vez mais relevante. A segunda questão relaciona-se com as alterações climáticas. O aquecimento global que decorre da utilização de combustíveis fósseis torna atual a problemática que se estabelece entre o crescimento económico, o consumo de energia e a poluição ambiental (Apergis e Danuletiu, 2014).

É notável a crescente utilização de fontes de energia renováveis, pelo que assume cada vez maior relevância o estudo da relação de causalidade entre a produção de energias renováveis (em especial, a solar fotovoltaica) e o crescimento económico. Este capítulo procura sistematizar a situação atual da produção de energias renováveis e, em particular, da fotovoltaica. Num primeiro momento, na secção 3.1., caracterizam-se as energias renováveis e analisa-se a sua evolução a nível mundial e nacional. Dá-se, ainda, relevo ao enquadramento

legal analisando, em particular, o regime de produção para autoconsumo (UPAC) e de pequena produção (UPP), na secção 3.2..

## 3.1 Energia renovável

A dependência do consumo de combustíveis fósseis tem gerado um forte debate em torno da sustentabilidade do consumo atual de energia. A utilização de fontes de energia renováveis (FER) constitui uma condição necessária ao desenvolvimento sustentável e um instrumento imprescindível para diminuir o impacto ambiental das emissões de carbono, satisfazendo as necessidades energéticas do crescimento económico. Existem objetivos energéticos e protocolos que avaliam o impacto ambiental, expressos em acordos nacionais e internacionais, entre os quais se destacam a recente cimeira de Paris (2015), o protocolo de Quioto (1997) ou a Estratégia Nacional de Desenvolvimento Sustentável.

Considera-se energia renovável aquela que é gerada a partir do sol, do vento, da água, do calor que provém da terra, das marés e das ondas, da madeira, de resíduos ou da biomassa. Contrariamente à energia convencional, a renovável é limpa, segura e inesgotável (Apergis e Danuletiu, 2014). A radiação solar pode ser convertida em energia elétrica ou em calor, através da utilização de painéis solares fotovoltaicos ou térmicos, respetivamente; a energia dos ventos (recurso eólico) pode ser convertida em eletricidade através de turbinas eólicas ou aerogeradores; a energia da água dos rios, das marés e das ondas pode ser convertida em energia elétrica e, por fim, a energia da terra pode ser convertida em calor para aquecimento do ambiente ou da água (Energias Renováveis, 2015).

A escassez de recursos energéticos fósseis, o aquecimento global e as alterações climáticas originaram um aumento na procura de fontes de energias alternativas. As FER desempenham um papel fundamental no acesso universal à energia, na criação de novas oportunidades de negócios, na redução da dependência externa, ao mesmo tempo que contribuem para a redução das emissões de gases com efeito de estufa (Fernandes, Cunha e Ferreira, 2011).

O consumo atual de energia renovável na indústria química é inferior a 10%. A nível europeu, estabeleceu-se como objetivo, para 2020, que 20% do consumo energético deve ter origem em fontes renováveis e 10% dos transportes rodoviários realizados com o recurso ao biocombustível (Popa, 2008). Neste contexto, as energias renováveis assumem um papel cada vez mais relevante, a nível nacional e mundial.

### 3. O Mercado das Energias Renováveis

---

As energias renováveis estão a crescer rapidamente em todo o mundo ultrapassando as convencionais (Apergis e Danuletiu, 2014). O relatório “BP *Statistical Review of World Energy June 2015*” da *British Petroleum* (BP) refere que as energias renováveis, em 2014, cresceram 12,0%, a menor taxa de crescimento desde 2006. As energias renováveis continuaram a aumentar a sua participação na produção de eletricidade, representando 6,0% da eletricidade global produzida em 2014, quase o dobro da verificada em 2009 (3,1%). A Ásia - Pacífico contribuiu com o maior crescimento, liderado pela China, e a África registou a taxa de crescimento mais elevada entre 2013 e 2014 na produção de energias renováveis não hídricas. A Eurostat confirma que, em 2014, a participação da energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia atingiu 16,0% na União Europeia (UE), quase o dobro de 2004 (8,5%). A percentagem de energias renováveis no consumo final bruto de energia é um dos principais indicadores da Estratégia Europa 2020 estratégia. O objetivo a atingir até 2020 para a UE é uma percentagem de 20% de energia proveniente de fontes renováveis (Eurostat, 2016). Em 2013, a Hídrica e a Eólica, em conjunto, representaram cerca de 73% da potência instalada FER na União Europeia, seguidas da fonte Solar, com 17% (APREN, 2014).

A Rede Energética Nacional (REN, 2015) refere que mais de 22% da produção mundial de eletricidade provém de fontes renováveis, estimando-se que 6,5 milhões de pessoas trabalhavam direta ou indiretamente no setor das renováveis em 2013.

As energias renováveis assumem, cada vez mais, uma posição de relevo na economia portuguesa, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do País, para a criação de riqueza e emprego. Um estudo da *Deloitte* (2014) em colaboração com a APREN (Associação Portuguesa das Energias Renováveis) refere que, em 2013, as energias renováveis contribuíram com 57% do total do consumo de energia elétrica em Portugal, colocando o País no caminho certo para atingir as metas definidas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020). O setor elétrico de origem renovável contribuiu, em 2013, com mais de 2.700 milhões de euros para o PIB nacional (cerca de 1,6% do PIB) destacando-se a eólica, com 1.500 milhões de euros (56%) e a hídrica com 910 milhões de euros (33%). Estima-se que, até 2020, o crescimento das renováveis represente um acréscimo de mais de 1.000 milhões de euros e um aumento de 40% face a 2013. Em 2013, sem as renováveis no *mix* energético nacional, a taxa de dependência energética foi de 71,7%, menos que 4,4 pontos percentuais (p.p.) em 2010 (Deloitte Consultores SA e APREN, 2014).

Relativamente ao emprego, o setor contribuiu, em 2013, com mais de 40 mil postos de trabalho em Portugal. Até 2020, estima-se que serão criados 18 mil empregos, representando um aumento superior a 40% face a 2013. À semelhança da contribuição para o PIB, as fontes eólica e hídrica são as mais relevantes, com mais de 80% do total de emprego (Deloitte Consultores SA e APREN, 2014).

As perspetivas de evolução para o setor em Portugal, bem como o aumento previsto das interligações entre Portugal e Espanha e, entre a Península Ibérica e França, potenciam a oportunidade de Portugal exportar parte (cerca de 10%) da energia renovável produzida, com forte contributo do solar fotovoltaico (Deloitte Consultores SA e APREN, 2014).

A APREN e Quercus (2015) refere que, em 2014, a produção elétrica, a partir de fontes renováveis, em Portugal, foi responsável por 62,7% da energia elétrica total consumida, com um aumento de 6% relativamente a 2013. Considerando apenas a produção nacional de eletricidade, as renováveis representam 63,8%, com um acréscimo face a 2013 (61,7%). De acordo com o Boletim das Energias Renováveis (2015), em 2015 a produção de eletricidade de fontes renováveis representa 48,2% para a satisfação do consumo em Portugal Continental (excluindo ilhas), sendo os restantes 47,3% das fontes de origem fóssil e 4,5% do saldo importação-exportação. Das fontes renováveis, destaca-se a eólica com 22,5%, seguida da hídrica com 19,1%, biomassa com 5,1% e, por fim, a energia solar fotovoltaica com 1,5%. No que respeita a térmica convencional, o carvão surge com 21,7% e o gás natural com 10,4% a que se junta a cogeração fóssil com 9,8 (APREN, 2015).

De acordo com a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e APREN (2015), no período compreendido entre Agosto 2014 e Julho de 2015, 84% da produção de origem FER ocorreu nas regiões Norte e Centro do país destacando-se Bragança e Viseu. De 2006 a julho de 2015 a tecnologia com maior crescimento em potência instalada foi a eólica (3,3 GW). No entanto, em termos relativos, a tecnologia, com o crescimento mais rápido foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual para 439 MW.

## **3.2 Energia Fotovoltaica**

A energia fotovoltaica é produzida a partir de recursos sustentáveis respeitando o ambiente (Masini e Frankl, 2002). A energia solar fotovoltaica obtém-se da radiação solar, através de um dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, ou de uma deposição de metais sobre um substrato, que se denomina célula solar de filme fino (Pearce 2002).

### 3. O Mercado das Energias Renováveis

---

Para Pearce (2002) a luz solar é suficiente para satisfazer as necessidades globais de energia. A radiação solar total que incide sobre a terra é de  $1.2 \times 1.014$  KW, aproximadamente 10.000 vezes superior ao consumo mundial. A produção total mundial de combustíveis fósseis poderia ser substituída por outro tipo de combustível, o hidrogénio, gerado por painéis fotovoltaicos e, para tal, necessitar-se-ia de uma área de 53 milhões de hectares (menos de 2% da área dos desertos mundiais) (Pearce, 2002).

Os sistemas fotovoltaicos contribuem significativamente para a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, no entanto, o seu contributo a nível mundial e europeu é ainda insuficiente face às metas impostas do protocolo Quioto (Masini e Frankl, 2002).

A energia fotovoltaica é fundamental em termos tecnológicos e de segurança energética, e imprescindível para o crescimento económico a longo prazo. Como fonte de geração distribuída, esta tecnologia atua numa rede, por isso, é muito menos suscetível a falhas em grande escala, quando estão na sua origem catástrofes naturais (por exemplo, inundações, tempestades, etc.) ou humanas (por exemplo, terrorismo, guerra, etc.) (Pearce, 2002).

Entre as fontes de energia renováveis, a energia solar é amplamente utilizada especialmente para a produção de energia térmica. O aquecimento, a partir das radiações solares, correspondia, em 2002 na UE, a 12,3 milhões de m<sup>2</sup> de coletores solares térmicos, 60% dos quais na Alemanha, Grécia e Áustria (Energias Renováveis, 2015).

De acordo com *Solar Power Europe* (2015-2019), em 2014, foram instalados em todo o mundo, pelo menos 40 GW de potência fotovoltaica, representando um aumento de 8%, relativamente a 2013 (37 GW), estabelecendo um novo recorde para o setor. Entre os principais mercados destacam-se a China, o Japão e USA. Na Europa foram instalados 7 GW de potência fotovoltaica, com o Reino Unido a liderar seguido pela Alemanha e França. O sucesso do Reino Unido reforça a evidência que a energia solar é uma fonte de energia versátil e competitiva. Pela primeira vez, a Europa produz mais energia renovável do que nuclear, com o contributo muito significativo da energia solar. Além dos três principais países, Portugal instalou mais de 100 MW (Solar Power Europe, Rekinger e Thies, 2015).

Portugal tem um potencial disponível de energia solar significativo, sendo considerado um dos países Europeus com melhores condições em termos de recurso, com uma média anual de horas de Sol, variável entre 2.200 e 3.000 no continente e, entre 1700 e 2200 nos arquipélagos dos Açores e da Madeira. Em Viseu o valor médio diário de radiação solar anual é de 5.020 Wh/m<sup>2</sup>/dia. Na Alemanha, este indicador varia entre 1.200 e 1.700 horas anuais (DGEG, 2016) e (PER, 2016).

De acordo com a DGEG e APREN (2015), de 2006 a 2015, a tecnologia que mais cresceu em Portugal, em termos relativos, foi a fotovoltaica, com aproximadamente 439 MW de potência instalada, com 170 MW em centrais de Micro e Miniprodução (ver secção seguinte). A região do Alentejo é responsável por 38% da produção fotovoltaica nacional salientando-se a entrada em funcionamento, em 2015, de nove centrais fotovoltaicas, totalizando uma potência de 13 MW. Para o solar fotovoltaico foi estipulada uma meta de instalação anual de, aproximadamente, 60 MW.

A DGEG refere que, em 2014, a área instalada em Portugal era de 16 088 m<sup>2</sup> de coletores solares, dos quais 44% em pequenos sistemas domésticos. No entanto, os sistemas solares térmicos e fotovoltaicos estão longe das suas potencialidades. Na Freguesia da Amareleja, no concelho de Moura, encontra-se uma das maiores centrais solares fotovoltaicas do mundo com uma produção anual aproximada de 13 MW. Como empreendimentos de relevo podem-se referir, ainda, a central solar de Ferreira do Alentejo (do Grupo *Generg* com 12 MW), de Ferreira (da Sociedade Ventos da Serra com 10 MW), a Empresa *Netplan* (1,8 MW distribuídos por cinco pequenas centrais), o Parque de Almodôvar (2,15 MW), a central da Corte Pão e Água (756 kW) e a de Olva (2,4 MW) (DGEG, 2016).

A energia de origem fotovoltaica constitui uma opção económica em aplicações de pequena potência, nomeadamente, em locais afastados da rede. Contudo, o valor elevado de investimento constitui uma barreira à sua disseminação, nomeadamente em áreas urbanas, servidas pela rede de distribuição eléctrica. Essa tendência tem vindo a ser contrariada com o decréscimo dos custos de instalação dos módulos fotovoltaicos.

### **3.3 Enquadramento legal**

Na sequência da crise petrolífera mundial, em 1981, foi publicado o Dec. Lei n.º 20/81 de 28 de Janeiro. Este diploma propunha reduzir a dependência nacional relativamente ao petróleo importado. Um forte incentivo à produção independente de energia eléctrica surge com o Dec. Lei n.º 189/88, que criou a base legal para a atividade de produção de eletricidade em regime especial (PRE). Ao longo dos anos foi sujeito a diversas alterações adaptando o documento aos novos paradigmas energéticos e às tecnologias emergentes.

Para assegurar a posição de Portugal entre os cinco líderes europeus em 2020, e afirmar o país como líder global nas energias renováveis, até 2014, criaram-se dois regimes para atividades de produção de energia eléctrica solar fotovoltaica de pequena dimensão:

microprodução e miniprodução publicados no Dec. Lei nº 118-A/2010 e Dec. Lei nº 34/2011, respetivamente. O sistema de registo de microprodução permite consumir a eletricidade produzida, contempla ainda a venda (parcial ou total) à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com tarifa bonificada associado à implementação de medidas de eficiência energética.

Entende-se por microprodução, a produção de energia em dimensão muito reduzida através de fontes renováveis até 3,68kW (bonificado), 5,75kW (regime geral) e 11,04kW (condomínios). A potência de produção não pode ser superior a 50% da potência contratada na unidade consumo associada.

O regime da miniprodução é aplicável apenas a atividades de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade até 250KW, recorrendo, para tal, a recursos renováveis e entregando, contra remuneração, eletricidade à rede pública, quando existe consumo efetivo de eletricidade no local da instalação. Com potência máxima inferior a 50% da potência contratada na unidade de consumo associada, em que a energia produzida não pode ser superior a 2 vezes a energia consumida na unidade associada. A remuneração da energia colocada na RESP está sujeito a um regime geral e/ou bonificado. No regime geral a eletricidade produzida é remunerada de acordo com as condições de mercado (regime ordinário). O acesso ao regime bonificado prevê uma auditoria energética e um conjunto de requisitos, nomeadamente, quando a potência é superior a 20kW. Este regime veio complementar o regime de microprodução, que apenas difere em algumas regras, nomeadamente na obrigação do autoconsumo de eletricidade e nos valores máximos de potência instalada (PER, 2016) (Governo de Portugal, 2014).

Os Decretos-lei anteriores são reformulados e integrados no Decreto-lei nº 153/2014 que cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e/ou à venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio da pequena produção. Assim sendo, o novo regime de produção distribuída define duas vertentes, o Autoconsumo (UPAC) e a Unidades de Pequena Produção (UPP).

As UPAC referem-se à produção de energia de fonte renovável ou não renovável pela unidade de produção com ou sem ligação à RESP com a energia produzida, preferencialmente para autoconsumo. Eventuais excedentes de produção instantânea podem ser injetados na RESP, evitando o desperdício. A potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. O modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na RESP. Por definição, a potência contratada é a potência que o distribuidor vinculado coloca, em termos contratuais, à disposição

do cliente, isto é, a potência contratada define o valor instantâneo máximo de energia elétrica que uma instalação de consumo pode receber. Potência de ligação é a potência ativa máxima em regime contínuo para a qual um equipamento ou instalação foram projetados, em condições especificadas, que o produtor pode injetar na RESP.

As UPP contemplam a produção de energia com recurso a fonte renovável, e injeção da totalidade na RESP. A instalação de consumo associada recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador (entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros). A potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250kW. Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo. Mantém o modelo de atribuição de tarifa via leilão, simplificando e agregando o atual regime da Micro e Miniprodução. Se, por um lado, as UPP se mantêm com as linhas gerais que advêm dos regimes anteriores, as UPAC dispõem de um enquadramento totalmente novo (FF Solar, 2016) (DGEG, 2016) (Governo de Portugal, 2014) (Pinto, 2015) (EDP, 2011).

Os objetivos que se pretendem atingir com a revisão deste regime, para além de “adequar o atual modelo de geração distribuída de eletricidade ao perfil de consumo verificado no local” são os seguintes (Pinto, 2015):

- Dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN (Sistema Enérgico Nacional), e evitando possíveis sobrecustos para o sistema;
- Garantir que as novas instalações de produção distribuída sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local;
- Reduzir a vertente de “negócio” associada ao atual regime de Microprodução, que motiva o sobredimensionamento das centrais e o conseqüente sobrecusto para o SEN.

Neste trabalho, propõe-se dimensionar uma UPAC para o Campus Politécnico onde está situada a Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu (ESTGV), porque a intenção é produzir preferencialmente para satisfazer as necessidades de consumo, tendo como objetivo a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na RESP.

## 4. Caracterização do Projeto

Este projeto tem como principal objetivo implementar um sistema de painéis fotovoltaicos no Campus IPV, que permita apoiar a transição para uma economia com baixas emissões de carbono, proteger o ambiente e promover a eficiência na utilização dos recursos. Este estudo decorre da necessidade de identificar fontes alternativas de produção de energia que permitam fazer face aos elevados consumos. Neste contexto, este investimento promove a eficiência energética, através da utilização das energias renováveis.

Para a realização deste estudo recorre-se ao *software Sunny Design 3<sup>2</sup>*, como instrumento para planear e dimensionar sistemas fotovoltaicos e híbridos fotovoltaicos. O *Sunny Design* concilia gerador(es) fotovoltaico(s) e inversor(es) gerando cenários alternativos para a classe de potência e para o rendimento energético. Além disso, pode estimar e otimizar o autoconsumo potencial, dimensionar cabos, bem como configurar grupos geradores em sistemas híbridos fotovoltaicos (SMA Solar Technology AG, 2004).

No presente capítulo pretende-se dimensionar um sistema fotovoltaico (FV) para autoconsumo. Para tal é necessário identificar as características do local em termos de recurso solar (secção 4.1.) e descrever a instalação fotovoltaica, nomeadamente a seleção dos módulos FV, do inversor e da potência da unidade de autoconsumo - perfil de carga (secção 4.2.). É importante, ainda, analisar diferentes capacidades produtivas (secção 4.3.) e estimar os custos da instalação e o valor da tarifa de eletricidade (secção 4.4.). A descrição destes procedimentos serve de suporte ao estudo de viabilidade económica, descrito no **capítulo 5**.

---

<sup>2</sup> SD3-SDW-BA-pt-20 | Versão 2.0

## 4.1 Características do local

As características do local de instalação, em termos de recurso solar, constituem um dos fatores determinantes do sistema a implementar. A recolha de dados sobre exposição solar e temperaturas foi realizada na página da internet do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). O local em questão possui excelentes condições de incidência solar ao longo do ano. Viseu, cidade localizada entre o Norte e o Centro de Portugal, e "enclausurada" pelas serras do Caramulo, Buçaco, Estrela, Leomil e Montemuro, tem um clima mediterrânico com influência continental e marítima. Os invernos são frescos a frios, com temperatura mínima de  $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$  (janeiro) e verões quentes e secos, com temperaturas máximas de  $35\text{ }^{\circ}\text{C}$  (agosto). Quanto à radiação anual global, em 2015, Viseu atingiu  $1.663,86\text{ kWh/m}^2\text{a}$  com um valor máximo em junho e mínimo em dezembro<sup>3</sup> (LNEG, 2016).

Para a instalação do sistema FV, um aspeto importante a considerar é a inclinação dos painéis solares. O ângulo ótimo (inclinação intermédia anual) permite obter produções anuais uniformes, isto é, inclinações adequadas permitem produções mais significativas, quer no Verão, quer no Inverno (Morais, 2009, pp. 31–42). Definiu-se uma gama de inclinações de teste compreendida entre  $20^{\circ}$  e  $35^{\circ}$ , com intervalos de  $5^{\circ}$ . Das várias simulações realizadas, verificou-se que a inclinação mais adequada para os painéis é de  $30^{\circ}$  com orientação a sul (azimute de  $0^{\circ}$ ).

## 4.2 Caracterização da instalação fotovoltaica no Campus IPV

O sistema fotovoltaico será instalado no telhado do edifício, que é plano, permitindo uma melhor exposição solar.

Num primeiro momento é necessário conhecer as características do contrato de fornecimento de eletricidade, no último ano (2015), do IPV. A alimentação elétrica do Campus decorre de um contrato celebrado com um distribuidor de energia, assumindo o IPV o cumprimento de todas as condições técnicas e legais de ligação à rede elétrica.

---

<sup>3</sup> Informação do programa SMA Solar *Technology* AG, 2004

#### 4. Caracterização do Projeto

---

Existem dois tipos de instalação, residencial/comercial e não residencial/industrial, distinguindo-se entre si pelo modo como a potência contratada é calculada. Na primeira a potência contratada é fixa, enquanto na segunda, é variável e indexada à maior potência consumida num período de 12 meses. A instalação FV em causa é não residencial, atendendo aos picos de potência contratada. No Campus IPV, a ligação à rede de distribuição pública é de Média Tensão (MT) e a potência contratada<sup>4</sup>, em 2015, foi de 441Kwp.

A fatura energética contempla, ao nível de preços, uma tarifa tetra-horária<sup>5</sup>, com quatro períodos de tempo<sup>6</sup>: super vazio, vazio, cheio e ponta. As horas de super vazio e vazio coincidem, essencialmente, com o período noturno e fins-de-semana. Da análise aos consumos, verifica-se que as horas de super vazio e vazio correspondem, a 11,44% e 22,18% do consumo total, respetivamente. Por sua vez, as horas de cheio representam 49,94% e as horas de ponta a 16,44%. No estudo contempla-se os períodos de cheio, ponta e vazio, correspondendo ao período de tempo de irradiação solar. Os valores de consumo, para 2015, foram obtidos junto da EDP Distribuição, em ciclos de 15 minutos, compatíveis com o *software* de suporte ao estudo.

Num segundo momento torna-se necessário definir o perfil de carga, isto é, decidir qual o montante de energia a ser produzido pelo sistema para satisfazer as necessidades do IPV. Na secção seguinte dimensiona-se a instalação fotovoltaica, exemplificando todos os passos necessários, bem como se avaliam as alternativas disponíveis no mercado para alguns das componentes do sistema, estimam-se os gastos operacionais da UPAC e calculam-se as tarifas para valorizar os consumos energéticos.

---

<sup>4</sup> A potência contratada é a potência que o distribuidor coloca em termos contratuais à disposição do cliente e corresponde à máxima potência ativa média em Kw. O preço da potência contratada é definido em euros por Kw por mês.

<sup>5</sup> O ciclo horário corresponde à forma como o consumo de eletricidade se distribui ao longo das 24 horas e nos 7 dias da semana. A adesão foi efetuada por ciclo semanal que caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias - dias úteis, sábados e domingos, e inclui ainda a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno).

<sup>6</sup> Período horário - intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.

### 4.3 Componentes do sistema fotovoltaico

Esta subsecção faz uma breve descrição dos equipamentos e dos dados<sup>7</sup> necessários ao dimensionamento do sistema fotovoltaico com recurso ao programa *Sunny Design 3*. O detalhe técnico dos equipamentos (circuitos elétricos e todos os outros parâmetros relativos à sua construção ou montagem) não está no âmbito deste trabalho, na medida em que o principal objetivo é o estudo da viabilidade económica.

Os sistemas solares fotovoltaicos são compostos por três componentes principais: o painel solar, baterias e o inversor. O painel solar<sup>8</sup> e as baterias, colocados nos telhados, captam os raios solares e convertem-nos em eletricidade. Esta energia gerada pelos painéis é armazenada nas baterias, alimentando o inversor, que, por sua vez, converte a corrente contínua em alternada, permitindo deste modo estabelecer a ligação entre o sistema fotovoltaico e a rede (Morais, 2009, pp. 31–42).

A eficiência dos sistemas fotovoltaicos está condicionada pela orientação e rendimento dos painéis, dos equipamentos de controlo, da localização (latitude) e da inclinação (Morais, 2009, pp. 59–67). Dependendo da configuração, o processo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos envolve a avaliação de diferentes alternativas: o número mínimo e máximo de módulos, a potência de pico do painel<sup>9</sup>, o tipo de módulos e de inversor. Este processo de dimensionamento pode ser repetido tantas as vezes quanto as necessárias, até se obter a melhor solução.

A avaliação das alternativas disponíveis no mercado permite selecionar os painéis fotovoltaicos *SolarWorld AG SW 260 Poly*, cujas as características técnicas se apresentam na seguinte referência (SolarWorld AG, 2016). Elaboraram-se simulações para quatro potência ótima, sob as mesmas condições de inclinação (latitude 30° e azimute 0°). Atendendo a que a potência contratada em 2015 foi de 441 kW, simularam-se quatro cenários para a potência ótima de instalação corresponderam a 90 e 441 Kwp (potências mínima e máxima de 2015, respetivamente); 250 Kwp que corresponde ao valor médio das potências máximas registadas; considerando-se ainda um cenário de 180 Kwp correspondendo a um valor intermédio de 90 e 250 Kwp.

---

<sup>7</sup> Número mínimo e máximo de módulos, a potência de pico do painel, o tipo de módulos e o tipo de inversor.

<sup>8</sup> Os painéis fotovoltaicos são constituídos por agrupamentos de células ligadas em série e/ou em paralelo de forma a se obter os valores desejáveis de tensão e corrente, isto é, os módulos fotovoltaicos geram eletricidade em corrente contínua.

<sup>9</sup> Unidade de potência de saída de um gerador fotovoltaico, sob as condições padrão de ensaio.

#### 4. Caraterização do Projeto

---

Os dados das potências de instalação em teste (90, 180, 250 e 441 Kwp) introduziram-se no programa, e o número de painéis fotovoltaicos estimados foi de 346, 692, 962 e 1696, respetivamente.

De acordo com a legislação em vigor<sup>10</sup>, a potência de ligação da UPAC não pode ser superior à potência contratada e a potência instalada não pode exceder o dobro desse mesmo valor.

Quanto ao número de inversores, pode ser único, conhecido como central, ou em alternativa, por vários, isto é, por múltiplas unidades de menor potência até perfazerem as necessidades totais. Para potências elevadas (superior a 100 kW) preconiza-se o recurso a vários inversores. A convergência da potência numa unidade única reduz a sua eficiência, nomeadamente quando são registados valores baixos de carga durante longos períodos de tempo. Atendendo a que a produção total se reparte por um conjunto de inversores, cada um será responsável por uma parte da produção (Morais, 2009, p. 104). A principal limitação prende-se com o facto de os inversores terem todos as mesmas características, não sendo possível agrupá-los com potências diferentes. De acordo com as potências de instalação em teste (90, 180, 250 e 441 Kwp), o número de inversores estimados são respetivamente de 3, 7, 9 e 15 (referências técnicas no **Anexo 1 a), b), c) e d)**, respetivamente).

A **Tabela 1** resume a informação descrita, para cada uma das capacidades produtivas do sistema FV.

**Tabela 1:** Sistema FV - diferentes capacidades produtivas.

<b>Potência Instalada</b>	<b>Nº Painéis</b>	<b>Nº Inversores</b>
<b>[Kwp]</b>		
90	346	3
180	692	7
250	962	9
441	1.696	15

---

<sup>10</sup> Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, artigo 5.º do ponto 1 alínea c).

Na secção seguinte analisa-se a fatura de energia elétrica, nomeadamente a tarifa paga em cada período horário, para que se possa fazer uma correta avaliação da implementação do sistema fotovoltaico.

### **4.4 Determinação da tarifa média paga à rede elétrica**

A ligação à rede de distribuição exige um conjunto de condições técnicas e legais, nomeadamente, a validade da licença e a autorização da entidade administrativa competente do sector elétrico (EDP, 2016). O registo da produção para autoconsumo realiza-se na plataforma do Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP (SERUP). Este registo deverá assegurar, nomeadamente, a autenticação do utilizador, a liquidação de taxas previstas e o tratamento de inspeção e reinspecção.

A contagem da energia elétrica total produzida pela UPAC, com potência instalada superior a 1,5 Kw, efetua-se por telecontagem, sendo obrigação do produtor adquirir os contadores para medir a eletricidade produzida pela UPAC e injetada na RESP.

Para poder valorizar os gastos e o autoconsumo, numa instalação UPAC, torna-se necessário conhecer o regime tarifário do contrato celebrado com a EDP. O Campus IPV encontra-se no mercado liberalizado<sup>11</sup>, sujeito ao ciclo diário da tarifa de média tensão (MT). De acordo com o que foi referido na secção anterior, as tarifas da energia ativa adquirida subdividem-se em períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta. As 4 tarifas têm um horário próprio de segunda a sexta, ao sábado e ao domingo. Além disso, existem, ainda, diferenças entre verão e inverno. Torna-se portanto, necessário, estimar uma tarifa (€/Kwh), para o período de autoconsumo, coincidente com as horas de sol (entre as 9h e as 17h, durante todo o ano). Em média, as horas restantes correspondem a um período de menor incidência solar, não sendo significativa a produção de energia para autoconsumo, pelo que, se desprezam as tarifas correspondentes.

Para o período de autoconsumo, das 09h às 17h, calcularam-se dois valores para a tarifa. O primeiro valor (Tarifa estimada 1) contempla os dias de segunda a sexta nos períodos de cheia e ponta, e o segundo valor (Tarifa estimada 2) refere-se ao fim de semana nos períodos

---

<sup>11</sup> A Diretiva n.º 2003/54/CE, estabelece que a partir de 1 de Julho de 2007 todos os clientes de energia elétrica poderão escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica.

#### 4. Caraterização do Projeto

---

de cheia e vazio<sup>12</sup>. A tarifa considerada no estudo económico para valorizar os consumos energéticos com UPAC, é a média ponderada destes dois valores.

Relativamente ao tarifário de segunda a sexta, durante o ano, em média, o valor de ponta é de 0,0679 €/Kwh (9:00 às 12:00) e o de cheia é de 0,0616 €/Kwh (12:00 às 17:00). Deste modo, obtém-se para a primeira estimativa uma tarifa de 0.07867 €/Kwh ( $[(0,0679 \times 3) + (0,0679 \times 5)] / 8 \times 1,23$ ), de acordo com a **Tabela 2**.<sup>13</sup>

**Tabela 2:** Tarifa estimada 1.

	<b>Segunda - Sexta</b>	<b>Preço</b>	<b>Nº Horas</b>	<b>Preço c/ IVA</b>
		<b>€/Kwh</b>		<b>€/Kwh</b>
<b>Ponta</b>	09:00 - 12:00	0,0679	3	
<b>Cheia</b>	12:00 - 17:00	0,0616	5	
<b>Total</b>			<b>8</b>	<b>0,07867</b>

O segundo tarifário corresponde ao fim-de-semana. No sábado vigora a tarifa cheia e vazio e no domingo apenas a tarifa vazio. Durante o ano, em média e nestes dias, o tarifário é de 0,0616 €/Kwh (9:00 às 13:00), e de 0,0531 €/Kwh (13:00 às 17:00 ao sábado e 09:00 às 17:00 ao domingo). Assim, para a segunda tarifa estima-se um valor de 0,06793 €/Kwh, ( $[(0,0616 \times 4) + (0,0531 \times 12)] / 16 \times 1,23$ ) de acordo com a **Tabela 3**.

**Tabela 3:** Tarifa estimada 2.

	<b>Sábado</b>	<b>Domingo</b>	<b>Preço</b>	<b>Nº Horas</b>	<b>Preço c/ IVA</b>
			<b>€/Kwh</b>		<b>€/Kwh</b>
<b>Cheia</b>	09:00 - 13:00		0,0616	4	
<b>Vazio</b>	13:00 - 17:00	09:00-17:00	0,0531	12	
<b>Total</b>				<b>16</b>	<b>0,06793</b>

---

<sup>12</sup> A tarifa tetra-horária diferencia o preço da energia por Kwh de acordo com três períodos horários: horas de vazio, horas cheias e horas de ponta. As horas de vazio são, fundamentalmente, as horas do período noturno e fins-de-semana.

<sup>13</sup> Os preços das tarifas tetra-horária correspondem ao custo da energia ativa, sem IVA, (preços resultantes do procedimento de contratação na fatura 2015 da EDP ).

#### 4. Caraterização do Projeto

---

Calculados os dois valores anteriores, estima-se a tarifa que serve de suporte à valorização dos consumos com UPAC. Esta resulta da média ponderada da Tarifa estimada 1 e da Tarifa estimada 2, de acordo com a **Tabela 4**.

**Tabela 4:** Tarifa final.

<b>Tarifas:</b>	<b>Ponta + Cheia</b>	<b>Cheia + Vazio</b>	<b>Nº Dias</b>	<b>Preço c/ IVA €/Kwh</b>
<b>Segunda -Sexta</b>	09:00 - 17:00		5	0,71071
<b>Fim -de -Semana</b>		09:00 - 17:00	2	0,2008
<b>Total</b>			<b>7</b>	<b>0,0756</b>

O valor da tarifa para o período compreendido entre as 09:00 e as 17:00 horas é de 0,0756 €/Kwh, com IVA incluído. Este valor serve de suporte a algumas rúbricas dos *cash-flows* do projeto.

As estimativas dos cenários em estudo da capacidade instalada procuram minimizar a produção de excedentes para venda à rede, dado não revelarem interesse económico. No entanto, podem existir excedentes, nomeadamente, quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico não é absorvida na instalação. Estes excedentes serão vendidos à RESP, protocolados por contrato celebrado por um período máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5, sendo a remuneração atribuída de 90% do valor médio mensal das cotações de fecho da energia elétrica transacionada na *pool* do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal Decreto-lei nº 153/2014, avaliado em 0,045 €/KWh<sup>14</sup> (REN, 2016).

As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e com instalação elétrica de utilização ligada à RESP estão obrigadas, nos termos do Artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, ao pagamento de um valor mensal fixo, para compensação dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

---

<sup>14</sup> De acordo com o relatório anual 2015, “Sistema de Informação do Mercado de Eletricidade”, publicado pela Redes Energéticas Nacionais (REN), ir-se-á utilizar, como base, o preço médio diário de fecho de energia elétrica transacionada em 2015 para Portugal.

#### 4. Caraterização do Projeto

---

A compensação só passa a ser devida quando a potência total acumulada de UPAC represente mais que 1% do total da potência instalada do SEN (Sistema Eléctrico Nacional) e apenas para as UPAC que obtiverem registo a partir desse momento (n.º 1 do art.º 25.º do DL 153/2014).

O SERUP (Sistema Electrónico de Registo de Unidades de Produção) tornará público logo que o referido patamar seja atingido. Sendo assim, considera-se que não se efectiva o pagamento da CIEG.



## 5. Estudo de Viabilidade Económica do Projeto

A execução de qualquer projeto de investimento requer a realização prévia de um estudo de viabilidade económica, para aferir o seu interesse. O estudo de viabilidade começa por determinar os *cash-flows* gerados pelos quatro cenários de investimento, com o intuito de aferir o cenário mais rentável.

A demonstração de fluxo de caixa (DFC) é uma das peças financeiras mais importantes para a avaliação de um projeto de investimento. De acordo com a IAS 7(1992) e IAS 8(1993), a DFC proporciona aos seus utentes uma base para aferir a capacidade de gerar dinheiro ou equivalentes e determinar as necessidades. As decisões económicas exigem uma avaliação da capacidade de gerar dinheiro ou seus equivalentes e a tempestividade e certeza da sua geração.

A elaboração de uma DFC permite identificar os *cash-in flows* (recebimentos) e os *cash-out flows* (pagamentos) gerados pelo investimento. Neste projeto, o sistema gera fluxos financeiros de exploração, sendo que a rentabilidade do projeto pode ser mensurada com o recurso aos *cash flows*, gerados pelos recebimentos e pagamentos. Os *cash-in flows* são provenientes das economias geradas pela produção de energia para autoconsumo, ou seja, custos de oportunidade. Os *cash-out flows* estão associados aos gastos que decorrem do desenvolvimento do projeto.

Para a avaliação económica torna-se necessário, em primeiro lugar, identificar o montante de investimento da UPAC, para os quatros cenários em estudo (secção 5.1.). De seguida, determinam-se as economias geradas pelo sistema FV, efetuando uma análise

comparativa das necessidades energéticas na presença/ausência de produção para autoconsumo (secção 5.2) e dos gastos suportados com a implementação do projeto (secção 5.3.) Reunidas as condições para determinar os *cash-flows* realiza-se o estudo de viabilidade económica, como se pode observar na secção 5.4., e para uma análise mais pormenorizada deste investimento, na secção 5.5., ir-se-ão utilizar as árvores de decisão. No final deste capítulo efetuar-se-á uma reflexão sobre os resultados deste estudo.

### 5.1 Montante de investimento da UPAC

Para as capacidades produtivas em estudo, criaram-se diferentes cenários de investimento (90Kwp, 180Kwp, 250Kwp e 441Kwp). Para estimar o montante de investimento para cada cenário, consultaram-se alguns promotores, fabricantes e instaladores de painéis fotovoltaicos (ex.: Martifer, Zantia e GeoSolar).

O valor do investimento (Euros) (material e instalação) exprime-se em €/Kwp, de acordo com a **Tabela 5**.

**Tabela 5:** Cenários de Investimento em €.

Cenário de Investimento				
Potência Instalada	Investimento	Total do Investimento	Licenciamento	Total do Investimento c/ IVA
[Kwp]	[€/Kwp]	[€]	[€]	[€]
90	1.200	108.000	7.500	142.065
180	1.150	207.000	7.500	263.835
250	1.100	275.000	7.500	347.475
441	1.000	441.000	7.500	551.655

O total do investimento resulta do produto da potência instalada (primeira coluna) pelo valor de investimento (segunda coluna), em €/Kwp. Ao total do investimento acresce o licenciamento e o valor do IVA (à taxa de 23%) (quinta coluna) (Franco *et al.*, 2015). Considera-se o valor do IVA pelo facto do IPV ser um consumidor final e como tal não passível de dedução.

## 5.2 Análise das economias geradas numa instalação UPAC

Os *cash-in flows* do projeto decorrem das economias resultantes da produção de energia para autoconsumo e dos rendimentos gerados com a venda de energia à rede. As economias geradas pelo projeto decorrem da produção de energia para autoconsumo e da diminuição dos gastos associados com a potência tomada em horas de ponta<sup>15</sup>, com uma instalação UPAC.

Refira-se que, as economias geradas pelo sistema FV, no que diz respeito ao consumo de energia, são aferidas pelas necessidades satisfeitas com o recurso à UPAC proposta.

Nas subsecções seguintes apresenta-se, em primeiro lugar, uma análise aos consumos energéticos do Campus IPV de 2015. De seguida, analisam-se as necessidades energéticas, no primeiro ano de instalação da UPAC, procedendo-se à comparação destes dados, em termos energéticos e económicos, com os consumos energéticos sem UPAC. Calculam-se as economias geradas pelo sistema FV e, finalmente, determinam-se os *cash-in flows* do projeto FV.

### 5.2.1 Consumo energético e custos históricos (sem UPAC)

Nesta subsecção começa-se por apresentar os consumos de energia elétrica mensais, as potências tomadas em hora de ponta e os gastos suportados na aquisição de energia elétrica, em 2015. A energia consumida em 2015, está desagregada por período de consumo (super vazio, vazio, cheia e ponta) ao longo do dia. Os registos hora a hora, permitem determinar a energia elétrica consumida em cada um dos quatro períodos. Foram, igualmente, facultados os valores da potência tomada em horas de ponta, que, como suprarreferido, é definida pelo quociente entre a energia ativa fornecida em horas de ponta e o número de horas de ponta num determinado intervalo de tempo.

O consumo energético foi de 1.285.283 Kwh, representando 43,25% da fatura paga, com um mínimo de 81.500 Kwh (agosto) e um máximo de 123.700 Kwh (janeiro). A fatura energética apresenta um valor de 175.040,35 € sendo 75.700,22 € de consumo de energia ativa<sup>16</sup> e 99.340.13 € de outros encargos. Nos outros encargos estão incluídos gastos com acesso às redes, potência tomada em horas de ponta, potência contratada, imposto especial sobre o consumo e outros encargos (todos os valores com IVA incluído). A **Tabela 6** apresenta a

---

<sup>15</sup> Potência tomada em horas de ponta é definida pelo quociente entre a energia ativa fornecida em horas de ponta e o número de horas de ponta num determinado intervalo de tempo. O preço da potência tomada em horas de ponta é definido em euros por Kwh por mês (ERSE, 2016) .

<sup>16</sup> A energia ativa, medida em kwh, é a energia necessária para o funcionamento de equipamentos.

quantidade de energia elétrica consumida e os encargos da fatura energética do Campus IPV no ano 2015.

**Tabela 6:** Decomposição do valor da fatura de energia de 2015.

Encargos	Energia Ativa		Outro Encargos		Total
	[Kwh]	[€]	Pot. Horas	Outros	
			Ponta		
			[€]	[€]	[€]
<b>Totais</b>	1.285.283,00	75.700,22	18.057,12	81.283,01	<b>175.040,35</b>
<b>%</b>		43,25%	10,32%	46,44%	<b>100%</b>

Uma instalação UPAC permite, não só reduzir os consumos energéticos (referentes à energia ativa), mas também reduzir a potência tomada em horas de ponta. Para avaliar economicamente o projeto, apenas se considera as rubricas “energia ativa” e “potência tomada em horas de ponta”, no total de 93.757.34 €, correspondendo às rubricas que se irão alterar com a instalação de uma UPAC. Assim, é possível efetuar uma comparação, em termos energéticos e económicos, dos consumos de eletricidade proveniente da rede, na presença/ausência de uma UPAC e, estimar as poupanças geradas ao longo dos anos.

### 5.2.2 Análise das necessidades energéticas, com UPAC

Para o estudo da viabilidade económica torna-se necessário analisar a energia produzida em cada um dos cenários base de potência instalada (90, 180, 250 e 441 Kwp), tendo em conta a tarifa estimada (vide **secção 3.3.**). Com recurso ao *software* de suporte e para cada cenário em estudo, foi possível avaliar, não só a redução de eletricidade adquirida à rede, bem como a redução dos encargos com a potência tomada em horas de ponta. Os resultados gerados pelo *software* contemplam as rubricas de autoconsumo, o consumo de energia da rede, o consumo total de energia e os valores da potência tomada em horas de ponta.

De seguida, apresenta-se uma análise comparativa, em termos energéticos e económicos (considerando a tarifa estimada), dos consumos de eletricidade da rede para os diferentes cenários.

Tendo em conta os valores históricos de 2015 do consumo energético, estima-se que, no primeiro ano de funcionamento, o consumo total será de 1.282.566 Kwh, de acordo com a tabela seguinte:

**Tabela 7:** Necessidades energéticas mensais, sem UPAC.

Mês	Necessidades Totais	
	[Kwh]	[€]
<b>Janeiro</b>	119.644	9.045,48
<b>Fevereiro</b>	111.101	8.399,60
<b>Março</b>	114.525	8.658,46
<b>Abril</b>	97.513	7.372,30
<b>Mai</b>	106.150	8.025,29
<b>Junho</b>	110.263	8.336,24
<b>Julho</b>	111.237	8.409,88
<b>Agosto</b>	81.050	6.127,64
<b>Setembro</b>	95.325	7.206,88
<b>Outubro</b>	109.110	8.249,07
<b>Novembro</b>	112.654	8.517,01
<b>Dezembro</b>	113.994	8.618,32
<b>Totais</b>	<b>1.282.566</b>	<b>96.966,18</b>

As necessidades energéticas totais estimadas diferem ligeiramente dos consumos reais de 2015, pelo facto de os valores introduzidos no programa corresponderem a leituras de ciclos de 15 minutos. Independentemente, da potência instalada na UPAC, as necessidades energéticas mantêm-se.

De seguida contemplam-se os 4 cenários, evidenciando as necessidades energéticas satisfeitas com o recurso à rede elétrica e à produção para autoconsumo.

#### 5.2.2.1 Análise dos quatro cenários de instalação, em Kwp, para a UPAC

O programa de suporte permite estimar as quantidades de energia elétrica necessária, produzida, adquirida e fornecida à rede, em Kwh, por mês no primeiro ano de operação da UPAC, de acordo com a **Tabela 8**. Para cada cenário, a primeira coluna traduz a energia comprada à rede, a segunda coluna a energia produzida para autoconsumo, isto é, a energia que se deixa de adquirir à rede e, na terceira coluna, a energia excedentária vendida à rede. A quantidade de energia fornecida e vendida à rede ocorre, nos períodos em que a produção supera o consumo.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

---

Refira-se que, as necessidades totais da segunda coluna da **Tabela 8** provêm da **Tabela 7** sendo satisfeitas pela soma da energia adquirida à rede com a produção para autoconsumo.

5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 8:** Energia elétrica, quando se dispõe de uma UPAC (Kwp).

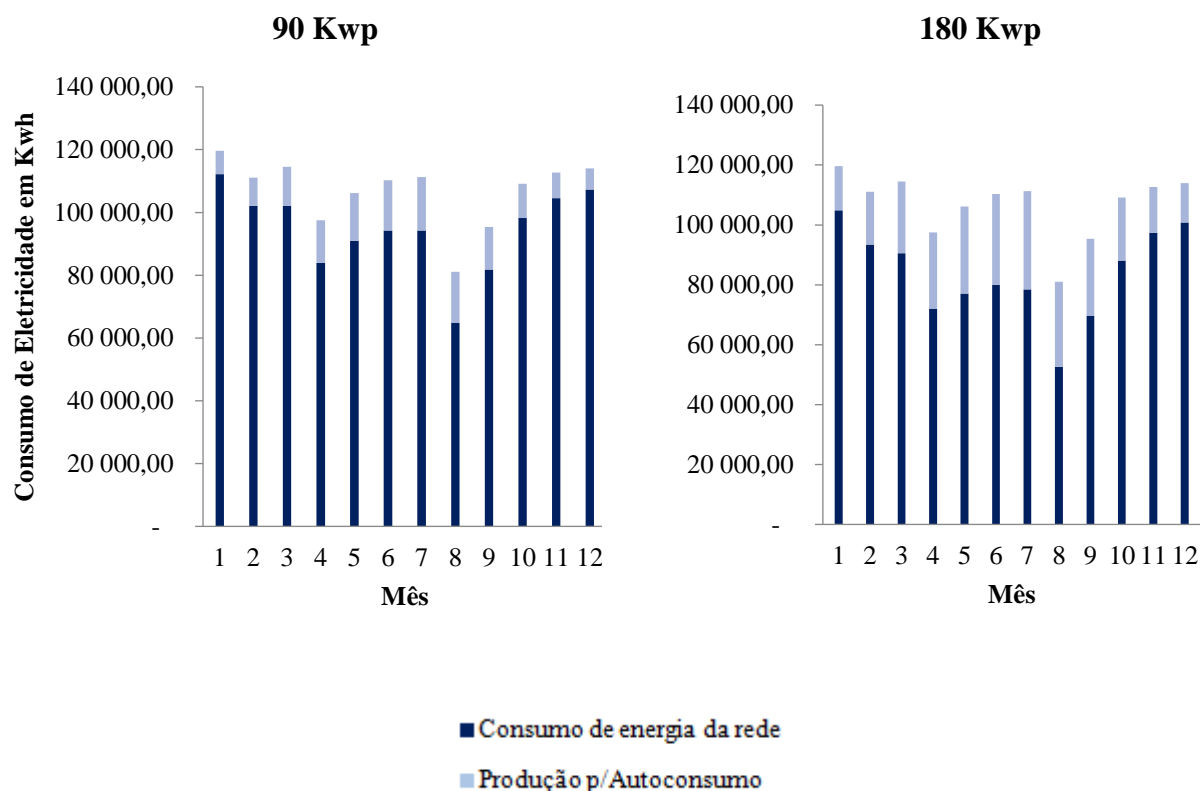
Mês	Necessidades Totais	90Kwp			180 Kwp			250 Kwp			441 Kwp		
		Consumo de energia da rede	Produção para autoconsumo	Venda à rede	Consumo de energia da rede	Produção para autoconsumo	Venda à rede	Consumo de energia da rede	Produção para autoconsumo	Venda à rede	Consumo de energia da rede	Produção para autoconsumo	Venda à rede
<b>1</b>	119.644	112.171	7.472	-	104.855	14.788	161	100.117	19.527	1.267	90.159	29.485	7.183
<b>2</b>	111.101	102.110	8.991	-	93.451	17.650	265	87.183	23.918	996	74.912	36.190	7.748
<b>3</b>	114.525	102.102	12.423	-	90.543	23.981	665	82.994	31.531	2.683	71.477	43.047	17.297
<b>4</b>	97.513	83.990	13.523	-	72.047	25.466	1.299	64.822	32.691	4.536	56.156	41.357	24.308
<b>5</b>	106.150	90.969	15.181	-	77.110	29.041	973	68.534	37.616	4.129	58.824	47.326	26.309
<b>6</b>	110.263	94.220	16.043	-	79.918	30.345	1.301	70.662	39.601	4.421	59.107	51.156	26.500
<b>7</b>	111.237	94.226	17.011	-	78.426	32.811	820	67.641	43.597	3.186	54.092	57.145	25.376
<b>8</b>	81.050	64.877	16.173	-	52.553	28.497	3.417	47.766	33.284	11.075	42.389	38.661	39.589
<b>9</b>	95.325	81.838	13.487	-	69.719	25.606	1.083	62.497	32.828	4.274	54.538	40.787	24.658
<b>10</b>	109.110	98.178	10.932	-	88.112	20.998	738	81.936	27.174	3.068	72.084	37.026	16.311
<b>11</b>	112.654	104.563	8.090	-	97.415	15.239	859	92.929	19.724	2.666	84.504	28.149	11.340
<b>12</b>	113.994	107.321	6.672	-	100.853	13.141	213	96.297	17.696	879	88.155	25.839	6.919
<b>Total</b>	<b>1.282.566</b>	<b>1.136.565</b>	<b>145.998</b>	<b>-</b>	<b>1.005.002</b>	<b>277.563</b>	<b>11.794</b>	<b>923.378</b>	<b>359.187</b>	<b>43.180</b>	<b>806.397</b>	<b>476.168</b>	<b>233.538</b>

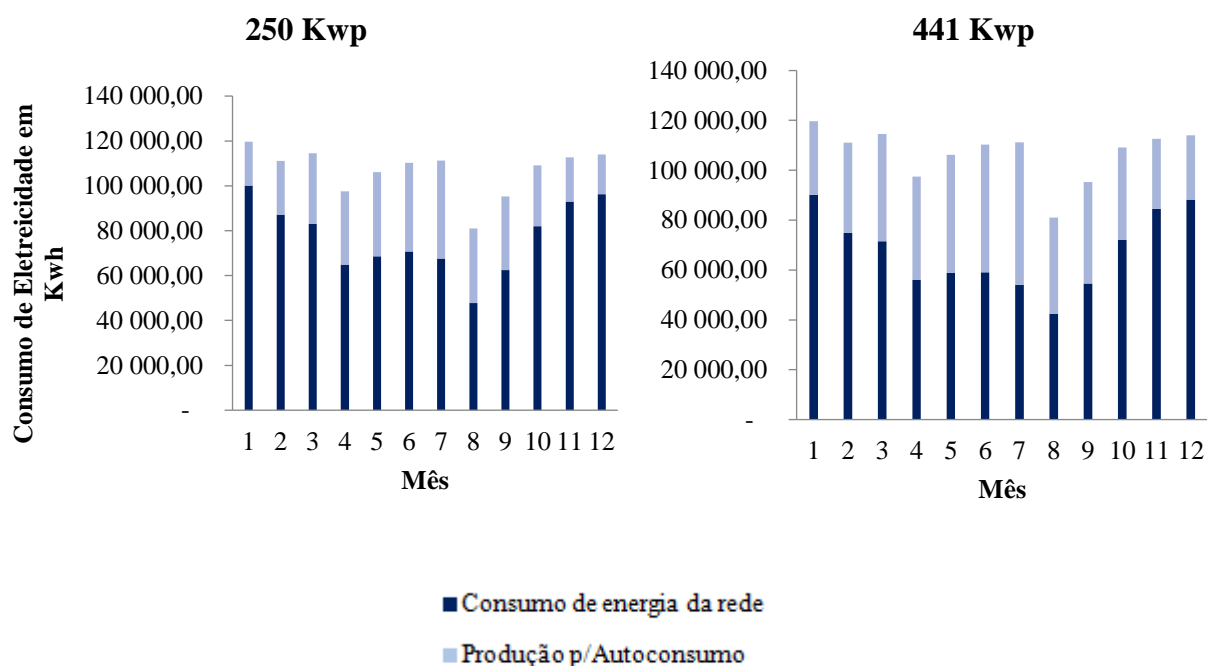
## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

Da análise da tabela anterior verifica-se que, para o primeiro cenário (90 Kwp), o sistema fotovoltaico produz 145.998 Kwh, que são totalmente consumidos. Nos cenários de 180, 250 e 441 Kwp, a produção é respetivamente 277.563, 359.187 e 476.168 Kwh.

Da comparação entre a produção e as necessidades mensais, verifica-se que, nos diferentes cenários, a produção é manifestamente insuficiente, pelo que, prevalece a necessidade de recorrer à rede, como se pode verificar na Figura 1. Cada gráfico da **Figura 1** corresponde a um cenário em estudo, e define a eletricidade gerada pela UPAC e a adquirida à rede (a soma das duas corresponde às necessidades totais).

**Figura 1:** Comparação entre a energia elétrica produzida para autoconsumo e a adquirida à rede.



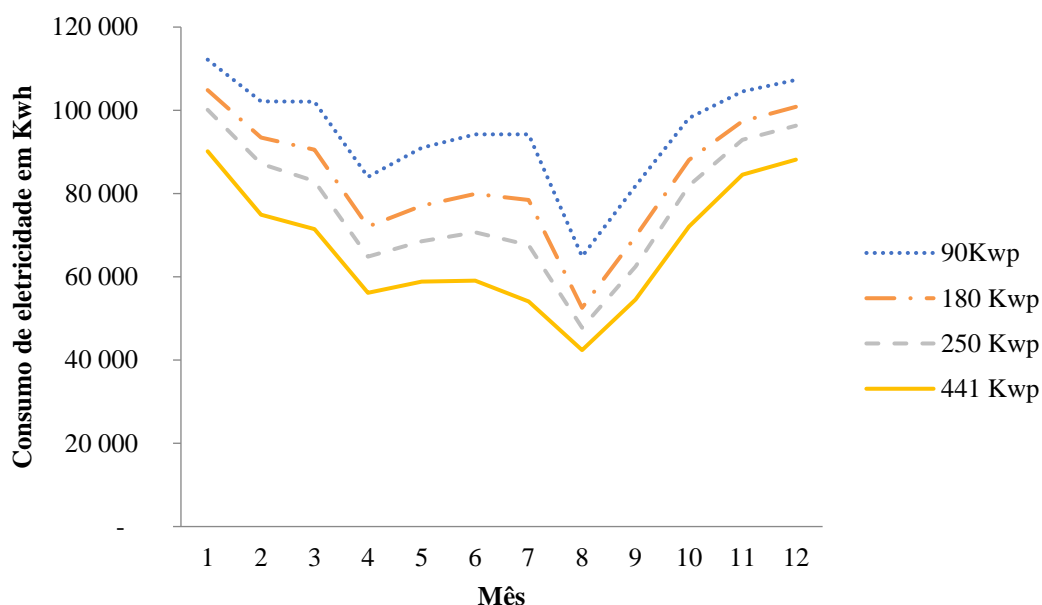


As necessidades satisfeitas com recurso de energia proveniente da rede variam ao longo dos meses, sendo janeiro o mês que apresenta o valor mais elevado, isto é, é no mês de janeiro que o campus IPV se encontra com maior atividade, resultando num maior consumo energético. Através das necessidades energéticas, pode-se relacionar o nível de autonomia<sup>17</sup> que o Campus IPV poderá ter no mês em que necessita de mais energia (janeiro), com uma instalação UPAC. Em termos percentuais, esta autonomia corresponde a 6%, 12%, 16,3% e 24,6%, respetivamente para cada um dos cenários 90, 180, 250 e 441 Kwp. Pode-se concluir que, no mês que existe maior consumo energético, o sistema FV é pouco autónomo. Por exemplo, o cenário com mais capacidade de potência instalada (441 kwp) só tem uma autonomia de 25%, aproximadamente. Esta situação deve-se ao facto de, nesta época, haver menos exposição solar, apesar de haver um consumo maior de energia.

O **Gráfico 1** apresenta a energia adquirida à rede, mensalmente, em cada um dos cenários, no primeiro ano de operação da UPAC.

<sup>17</sup> Taxa de autonomia = Autoconsumo/consumo energético total do IPV

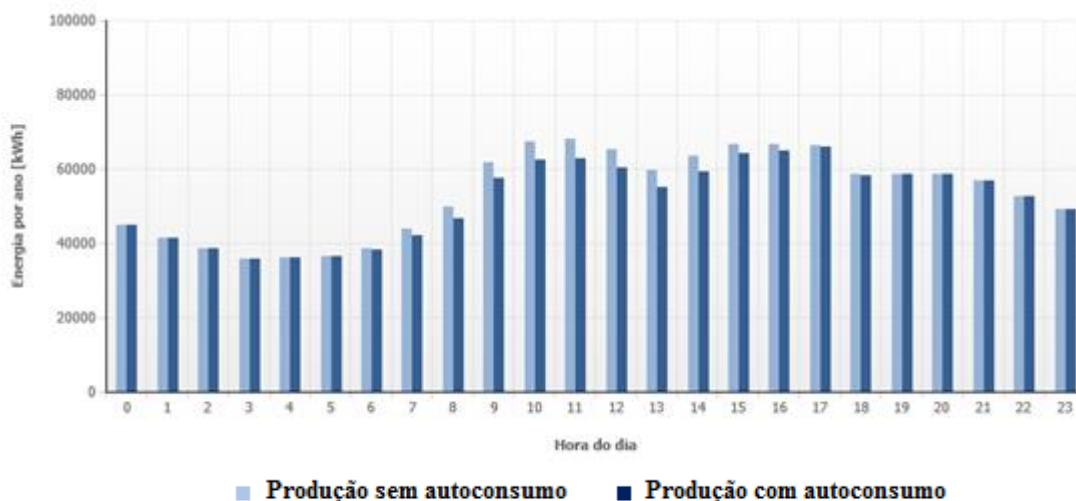
**Gráfico 1:** Consumo mensal de energia da rede, em Kwh, nos diferentes cenários de produção para autoconsumo.



Da análise ao **Gráfico 1** observa-se que, quanto maior a capacidade produtiva, menor a necessidade de comprar energia à rede, sendo notória a redução nos meses de julho, agosto e setembro, atingindo uma maior autonomia em julho (14%, 35%, 41.1% e 51,4% respetivamente em cada um dos cenários).

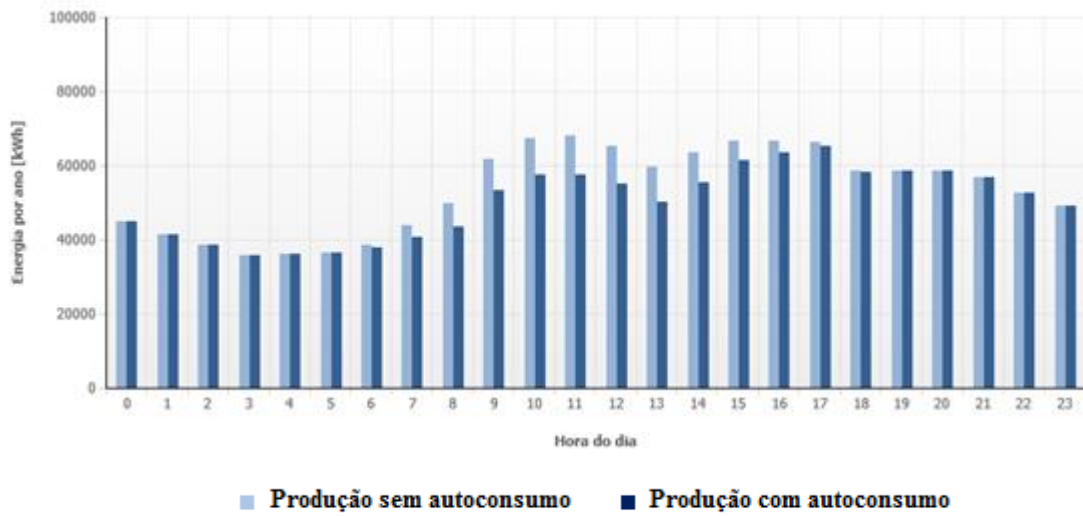
Nos gráficos seguintes observa-se, em média, a energia adquirida à rede no primeiro ano UPAC, nas diferentes horas do dia, na ausência de produção para autoconsumo e na presença de diferentes capacidades produtivas.

**Gráfico 2:** Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 90 Kwp.

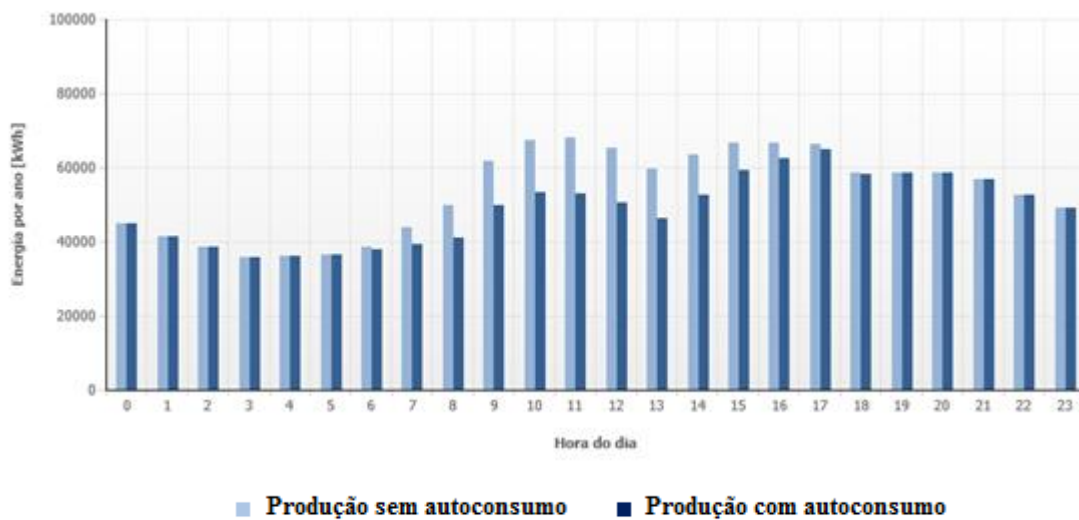


## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

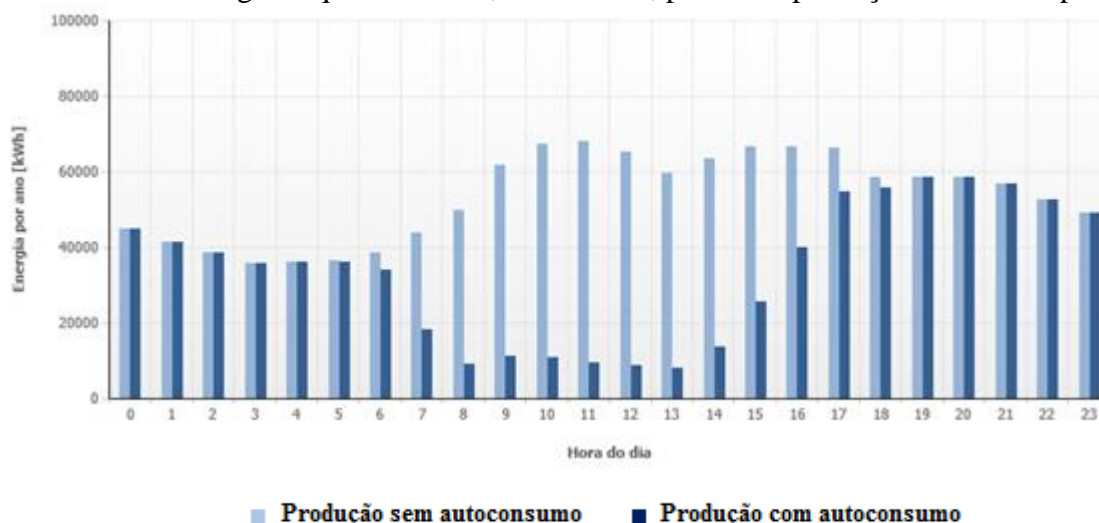
**Gráfico 3:** Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 180 Kwp.



**Gráfico 4:** Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 250 Kwp.



**Gráfico 5:** Energia adquirida à rede, hora a hora, para uma produção de 441 Kwp.



Os gráficos revelam que o consumo energético é maior entre as 07:00 as 17:00 horas. Com a UPAC, o valor da energia comprada à rede diminui e, por conseguinte, são gerados custos de oportunidade com a energia produzida para autoconsumo e com a potência tomada em horas de ponta. Estes efeitos traduzem-se numa economia de recursos que decorrem da instalação do sistema FV.

Como suprarreferido, a produção para autoconsumo não satisfaz as necessidades energéticas totais, pelo que, em termos anuais, corresponde a 11% (90 Kwp), 22% (180 Kwp), 28% (250 Kwp) e 37% (441Kw) das necessidades energéticas totais. Desta forma, o sistema cumpre com o requisito de a potência de ligação da UPAC não ser superior à potência contratada e de a potência instalada não exceder o dobro da mesma. Além disso, também cumpre com o facto da dimensão da UPAC garantir a aproximação, sempre que possível (e cuja impossibilidade se verifica neste caso), entre a eletricidade produzida e a quantidade de energia elétrica consumida na instalação de utilização<sup>18</sup>.

Para uma análise mais pormenorizada, foi efetuado uma comparação entre duas estações: Verão e Inverno. Foi definido que a hora legal de Verão se encontra em vigor entre fim de março e fim de outubro e a hora legal de Inverno vigora nos restantes meses. Da comparação de dados, conclui-se que é no Inverno que o campus IPV tem maiores necessidades energéticas e, por sua vez, maiores custos associados à fatura de eletricidade, representado 52% das necessidades energéticas totais anuais. Contudo, é no Verão que o sistema fotovoltaico

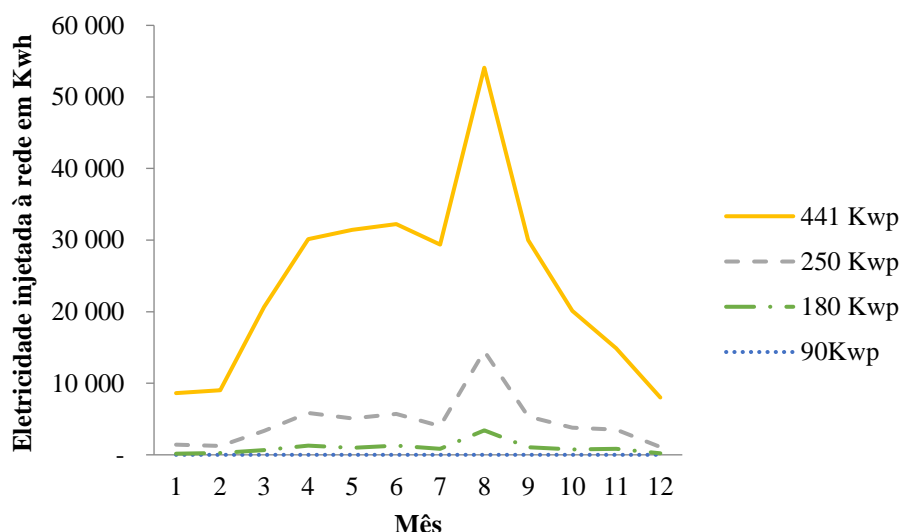
<sup>18</sup> Decreto-Lei n.º 153/2014, de 25 de outubro, artigo 5.º do ponto 1, das alíneas b) e c) e artigo 8.º alínea e).

produz mais energia para autoconsumo, fruto da maior incidência solar, representando, em média, 61% da energia produzida anual.

Ainda da análise à **Tabela 8**, a terceira coluna em cada cenário traduz a quantidade de energia vendida à rede, pese o facto de a instalação UPAC não satisfazer na íntegra as necessidades. Como referido anteriormente, a energia injetada na rede provém do facto de a produção ser superior à necessidade, em algumas horas do dia. Os cenários com *superavit* são os de 180, 250 e 441 Kwp.

No **Gráfico 6** apresenta-se a energia injetada na rede, mensalmente, para cada um dos cenários em estudo no primeiro ano de operação da UPAC.

**Gráfico 6:** Energia injetada à rede, em Kwh, em cada um dos diferentes cenários de produção para autoconsumo.



Da análise ao **Gráfico 6** observa-se que, quanto maior a capacidade produtiva, maior é a quantidade de energia injetada na rede, destacando-se o mês agosto.

### 5.2.2.2 Valorização das necessidades energéticas com UPAC

Após o levantamento das necessidades energéticas, da eletricidade produzida para autoconsumo, das necessidades satisfeitas com recurso à rede, bem como da tarifa para valorar os consumos, estimam-se os encargos da energia consumida no primeiro ano de instalação, procedimentos descritos ao longo desta secção.

O valor total da energia consumida decorre do produto entre a tarifa (0,0756 €/Kwh, estimada na **subsecção 3.3.**) e as necessidades energéticas totais, em Kwh, apresentados na segunda coluna na **Tabela 8**. O valor da economia gerada pela produção para autoconsumo decorre do produto entre a energia produzida para autoconsumo, em Kwh, apresentados na coluna “Autoconsumo” da **Tabela 8** e o valor da tarifa estimada. O produto entre a energia adquirida à rede, da **Tabela 8**, e a tarifa estimada resulta no valor suportado, mensalmente, na compra de energia à rede.

A **Tabela 9** apresenta, mensalmente, as estimativas das economias provenientes da produção para autoconsumo e o valor da energia adquirida à rede, durante o primeiro ano de funcionamento da UPAC. A soma dos dois valores corresponde ao valor da energia gasta, mensalmente, sem a instalação UPAC.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 9:** Consumos, produção e compras mensais de eletricidade, com UPAC (Euros).

Mês	Necessidades Totais	90 Kwp		180 Kwp		250 Kwp		441 Kwp	
		Economia de Produção p/ Autoconsumo	Compra energia à rede	Economia de Produção p/ Autoconsumo	Compra energia à rede	Economia de Produção p/ Autoconsumo	Compra energia à rede	Economia de Produção p/ Autoconsumo	Compra energia à rede
<b>1</b>	9.045,48	564,91	8.480,57	1.118,02	7.927,46	1.476,31	7.569,17	2.229,16	6.816,32
<b>2</b>	8.399,60	679,75	7.719,85	1.334,40	7.065,20	1.808,28	6.591,32	2.736,08	5.663,59
<b>3</b>	8.658,46	939,22	7.719,24	1.813,04	6.845,42	2.383,85	6.274,62	3.254,49	5.403,89
<b>4</b>	7.372,30	1.022,38	6.349,92	1.925,31	5.446,99	2.471,55	4.900,76	3.126,72	4.245,58
<b>5</b>	8.025,29	1.147,73	6.877,55	2.195,59	5.829,69	2.843,89	5.181,39	3.578,00	4.447,29
<b>6</b>	8.336,24	1.212,90	7.123,34	2.294,18	6.042,06	2.993,97	5.342,28	3.867,56	4.468,68
<b>7</b>	8.409,88	1.286,09	7.123,79	2.480,62	5.929,26	3.296,08	5.113,81	4.320,35	4.089,53
<b>8</b>	6.127,64	1.222,73	4.904,91	2.154,47	3.973,18	2.516,38	3.611,27	2.922,90	3.204,75
<b>9</b>	7.206,88	1.019,66	6.187,22	1.935,90	5.270,98	2.481,90	4.724,98	3.083,63	4.123,25
<b>10</b>	8.249,07	826,49	7.422,58	1.587,52	6.661,56	2.054,44	6.194,63	2.799,29	5.449,79
<b>11</b>	8.517,01	611,63	7.905,38	1.152,12	7.364,89	1.491,20	7.025,81	2.128,16	6.388,78
<b>12</b>	8.618,32	504,43	8.113,89	993,50	7.624,82	1.337,88	7.280,44	1.953,51	6.664,81
<b>Totais</b>	<b>96.966,18</b>	<b>11.037,93</b>	<b>85.928,25</b>	<b>20.984,67</b>	<b>75.981,51</b>	<b>27.155,71</b>	<b>69.810,47</b>	<b>35.999,86</b>	<b>60.966,25</b>

Da análise à **Tabela 9** conclui-se que, no primeiro ano de instalação da UPAC, o sistema FV produz 11.037,93 € (90 Kwp), 20.984,67 € (180 Kwp), 27.155,71 € (250 Kwp) e 35.999,86 € (441 Kwp). Julho é o mês com uma maior economia, e agosto é o mês com menores valores de energia adquirida à rede.

Na **Tabela 9** observa-se ainda que, quanto maior a capacidade produtiva, maior o valor de economia proporcionada pelo sistema fotovoltaico e menor o valor da energia adquirida à rede.

A instalação de uma UPAC, em estabelecimentos comerciais, de serviços ou industriais sujeitos a tarifários de Baixa Tensão Especial, Média, Alta ou Muito Alta Tensão, permite não só reduzir os consumos energéticos, mas também a potência tomada em horas de ponta.

Para o estudo da viabilidade económica do projeto, para além da análise ao consumo da energia ativa, é necessário analisar a potência tomada em horas de ponta e a potência contratada. A potência tomada em horas de ponta é definida como o quociente entre a energia total consumida em horas de ponta e o número total de horas de ponta do mês. O custo da potência média em horas de ponta deve ser acrescentado ao custo de energia ativa em horas de ponta<sup>19</sup>. A potência contratada é uma das componentes da fatura, pelo que, se a potência tomada em horas de ponta ultrapassar a contratada, irá haver um custo adicional ao longo de 12 meses (o valor da potência tomada em horas de ponta deve ser controlado através de um sistema de controlo de ponta). As restantes rubricas da fatura 2015 irão ser desprezadas para efeitos do estudo da viabilidade económica, pelo facto de se manterem inalterados após a instalação da UPAC.

O consumo de energia ativa em horas de ponta no campus IPV, em 2015, foi de 211.307,00 Kwh, e a potência tomada em horas de ponta foi de 2.543,53 Kwh, correspondendo a um valor de 18.057,12 €, como se pode verificar na **Tabela 10**.

Para determinar os encargos com a potência tomada em horas de ponta com UPAC, vide **Tabela 10**, é necessário, em primeiro lugar, estimar o consumo anual de energia adquirida à rede, no período de ponta (das 09:00 às 12:00 horas, de segunda a sexta). O programa, que serve de suporte a este estudo, fornece os valores de consumo de energia adquirido à rede, das 9h às 12h, em cada mês, mas para todos os dias da semana (inclui fins de semana). Como o período de “ponta” vigora apenas de segunda a sexta, foi necessário adaptar os resultados obtidos para

---

<sup>19</sup> Como já mencionado, cada ciclo possui períodos horários que se dividem em horas de ponta, cheias, vazio e super vazio, sendo as horas de ponta as que representam um custo mais elevado na fatura de eletricidade.

o período definido. O valor observado do consumo da energia adquirida à rede com UPAC, no período de ponta, para 90 Kwp é de 137.816,44 Kwh, para 180 Kwp, é de 90.649,31 Kwh, para 250 Kwp, é de 62.562,03 Kwh e para 441Kwp é de 29.635,69 Kwh.

Deste modo, para cada cenário da UPAC, para determinar as necessidades energéticas relativas a potência tomada em horas de ponta, basta realizar o quociente entre a eletricidade comprada em cada mês, em horas de ponta, pelo número de horas de ponta correspondentes. Na **Tabela 10** apresentam-se os resultados dos cálculos descritos. De referir que o preço unitário com a potência tomada em horas de ponta é fornecido na fatura energética de 2015 do IPV.

A **Tabela 10** está separada em duas partes: na primeira, estão os valores de potência tomada em horas ponta, sem autoconsumo, apresentados em Kwh, o preço unitário e o valor final, em €; na segunda parte, estão os resultados de potência tomada em horas ponta, com autoconsumo, para os 4 cenários, apresentados em € (valor final).

A rubrica "economia", inserida na última linha da tabela, representa a diferença entre os resultados de potência tomada em horas ponta quando não se dispõe de UPAC e os resultados dessa potência quando se dispõe de uma UPAC. Esta rubrica "economia" representa um custo de oportunidade para o campus IPV, isto é, o campus IPV, com uma instalação UPAC, reduz o valor pago pela energia em potência tomada em horas de ponta.

5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 10:** Potência tomada à rede em horas de ponta, sem UPAC e com UPAC no primeiro ano de instalação.

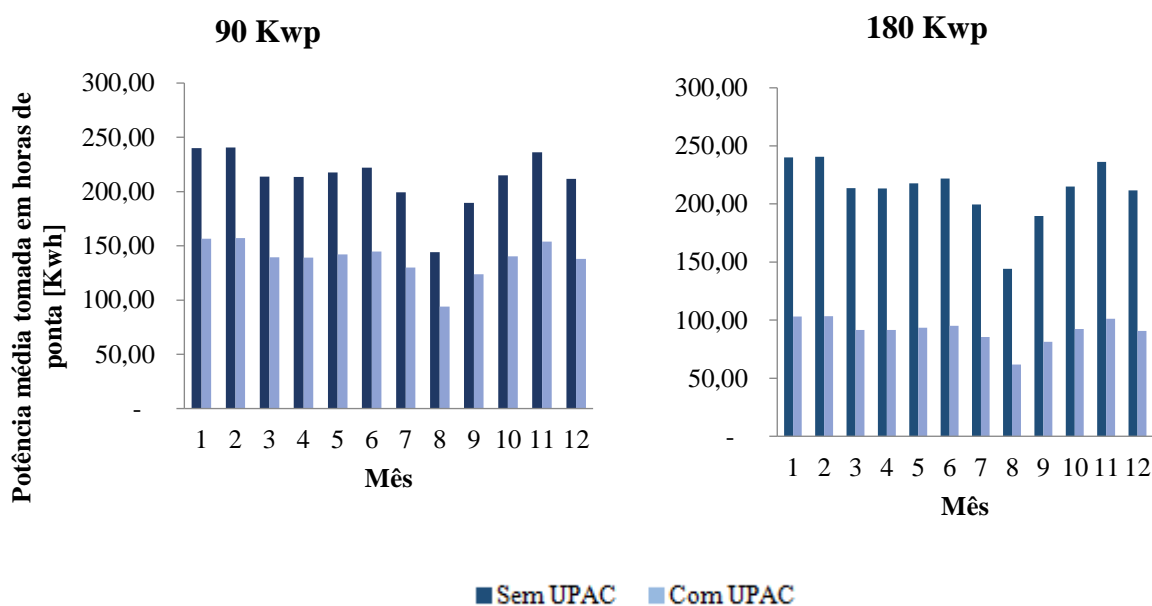
Mês	Sem produção para autoconsumo					Com produção para autoconsumo			
	Energia Ativa Ponta	Potência Horas de Ponta				Potência Horas de Ponta			
	Quant. [Kw]	Quant. [Kw]	Preço unit. [€]	Fator Dias (X)	Valor [€]	90 Kwp [€]	180 Kwp [€]	250 Kwp [€]	441 Kwp [€]
<b>1</b>	26.419	240,17	0,23	31	<b>1.739,96</b>	1.134,82	746,43	515,15	244,03
<b>2</b>	24.074	240,74	0,23	28	<b>1.575,31</b>	1.027,43	675,80	466,40	220,94
<b>3</b>	19.869	213,65	0,23	31	<b>1.547,83</b>	1.009,51	664,01	458,27	217,08
<b>4</b>	13.443	213,38	0,23	30	<b>1.496,01</b>	975,71	641,78	442,93	209,81
<b>5</b>	13.713	217,67	0,23	31	<b>1.576,95</b>	1.028,50	676,50	466,89	221,17
<b>6</b>	13.979	221,89	0,23	30	<b>1.555,67</b>	1.014,62	667,37	460,59	218,18
<b>7</b>	13.760	199,42	0,23	31	<b>1.444,74</b>	942,27	619,78	427,75	202,62
<b>8</b>	9.086	144,22	0,23	31	<b>1.044,83</b>	681,45	448,23	309,34	146,54
<b>9</b>	12.513	189,59	0,23	30	<b>1.329,22</b>	866,93	570,22	393,54	186,42
<b>10</b>	18.487	214,97	0,23	31	<b>1.557,39</b>	1.015,75	668,11	461,10	218,42
<b>11</b>	24.794	236,13	0,23	30	<b>1.655,51</b>	1.079,74	710,20	490,15	232,18
<b>12</b>	21.170	211,70	0,23	31	<b>1.533,70</b>	1.000,30	657,95	454,09	215,10
<b>Total</b>	211.307	<b>2.543,53</b>			<b>18.057,12</b>	<b>11.777,02</b>	<b>7.746,38</b>	<b>5.346,20</b>	<b>2.532,50</b>
<b>Economia</b>						<b>6.280,09</b>	<b>10.310,73</b>	<b>12.710,91</b>	<b>15.524,62</b>

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

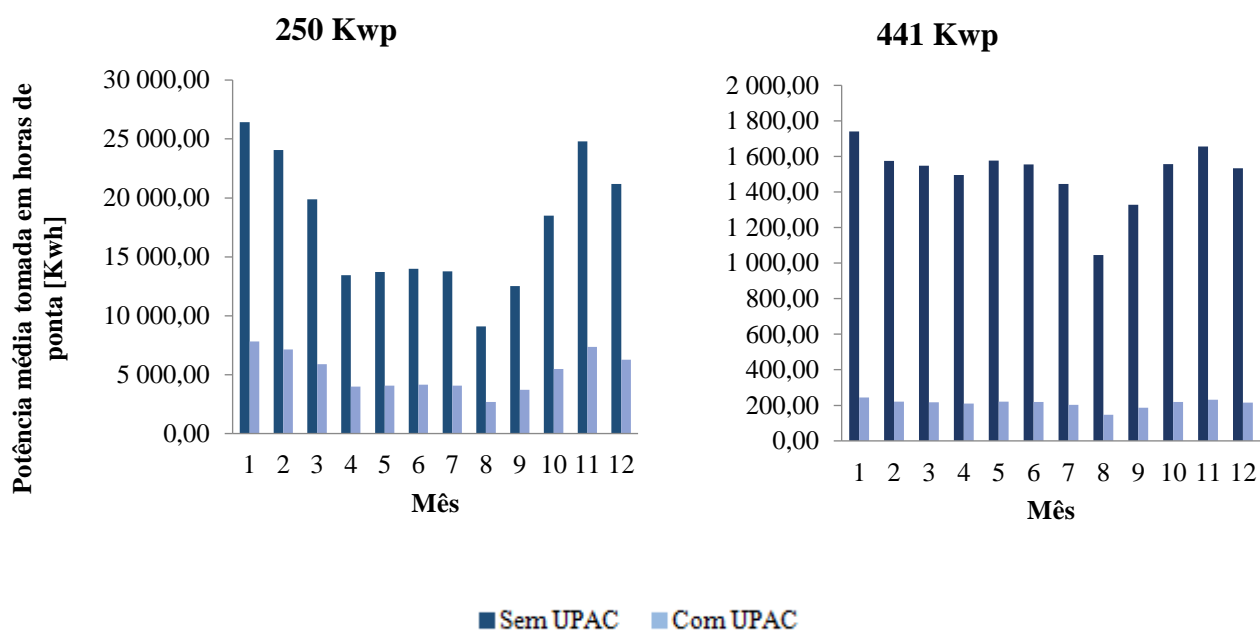
No primeiro ano de instalação do sistema FV, os valores da potência tomada em horas de ponta são de 11.777,02 €, 7.746,38 €, 5.346,20 e 2.532,50 € para a instalação de 90Kwp, 180Kwp, 250Kwp e 441Kwp, respetivamente. Sem a UPAC, em 2015, o valor foi de 18.057,12 €, o que significa que a instalação UPAC, no primeiro ano, permite gerar uma economia de potência tomada em horas de ponta de 6.280,09 €, 10.310,73 €, 12.710,91€ e 15.524,62 €, respetivamente para cada um dos cenários.

Na **Figura 2** apresenta-se a comparação entre as potências médias tomadas em horas de ponta, estimadas para os casos em que não se dispõe e se dispõe de uma UPAC.

**Figura 2:** Comparação entre a potência tomada à rede em horas de ponta, com e sem a UPAC.



## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto



Tendo em conta os valores das economias geradas com a produção para autoconsumo (**Tabela 9**) e a potência tomada em horas de ponta (**Tabela 10**), é possível determinar as economias totais obtidas no primeiro ano de instalação. O montante das "Economias Totais", na **Tabela 11**, dizem respeito ao somatório entre à economia referente à energia produzida para autoconsumo pelo sistema FV e à economia relativa aos encargos com a potência tomada em horas de ponta.

Na **Tabela 11** apresenta-se, mensalmente, as estimativas das economias durante o primeiro ano de funcionamento da UPAC.

5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

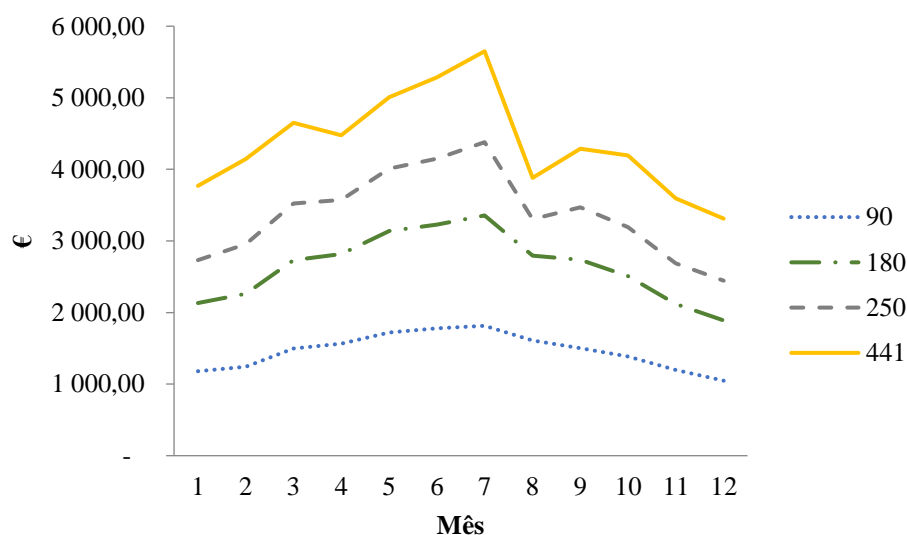
**Tabela 11:** Economia gerada, no primeiro ano de instalação UPAC (Euros).

<b>Economia gerada</b>												
Mês	90 Kwp			180 Kwp			250 Kwp			441 Kwp		
	Produção para Autoconsumo	Potência Horas Ponta	Total	Produção para Autoconsumo	Potência Horas Ponta	Total	Produção para Autoconsumo	Potência Horas Ponta	Total	Produção para Autoconsumo	Potência Horas Ponta	Total
<b>1</b>	564,91	605,14	1.170,05	1.118,02	993,53	2.111,55	1.476,31	1.224,81	2.701,11	2.229,16	1.495,93	3.725,09
<b>2</b>	679,75	547,88	1.227,63	1.334,40	899,51	2.233,91	1.808,28	1.108,91	2.917,19	2.736,08	1.354,37	4.090,46
<b>3</b>	939,22	538,32	1.477,54	1.813,04	883,82	2.696,86	2.383,85	1.089,56	3.473,41	3.254,49	1.330,75	4.585,24
<b>4</b>	1.022,38	520,30	1.542,68	1.925,31	854,23	2.779,55	2.471,55	1.053,08	3.524,63	3.126,72	1.286,20	4.412,92
<b>5</b>	1.147,73	548,45	1.696,18	2.195,59	900,45	3.096,04	2.843,89	1.110,06	3.953,95	3.578,00	1.355,78	4.933,78
<b>6</b>	1.212,90	541,05	1.753,95	2.294,18	888,30	3.182,48	2.993,97	1.095,08	4.089,04	3.867,56	1.337,49	5.205,05
<b>7</b>	1.286,09	502,47	1.788,56	2.480,62	824,96	3.305,58	3.296,08	1.016,99	4.313,07	4.320,35	1.242,12	5.562,47
<b>8</b>	1.222,73	363,38	1.586,11	2.154,47	596,60	2.751,07	2.516,38	735,49	3.251,86	2.922,90	898,29	3.821,19
<b>9</b>	1.019,66	462,29	1.481,95	1.935,90	759,00	2.694,89	2.481,90	935,68	3.417,58	3.083,63	1.142,80	4.226,43
<b>10</b>	826,49	541,64	1.368,14	1.587,52	889,28	2.476,80	2.054,44	1.096,29	3.150,73	2.799,29	1.338,97	4.138,25
<b>11</b>	611,63	575,77	1.187,40	1.152,12	945,31	2.097,43	1.491,20	1.165,36	2.656,56	2.128,16	1.423,33	3.551,48
<b>12</b>	504,43	533,40	1.037,83	993,50	875,75	1.869,25	1.337,88	1.079,61	2.417,49	1.953,51	1.318,60	3.272,11
<b>Total</b>	<b>11.037,93</b>	<b>6.280,10</b>	<b>17.318,02</b>	<b>20.984,67</b>	<b>10.310,74</b>	<b>31.295,41</b>	<b>27.155,71</b>	<b>12.710,92</b>	<b>39.866,63</b>	<b>35.999,86</b>	<b>15.524,62</b>	<b>51.524,48</b>

Na **Tabela 11** verifica-se que, com o investimento numa instalação UPAC e o aumento da capacidade produtiva, as economias geradas são maiores, destacando-se os meses junho e julho. Em termos percentuais, gera-se uma economia de 18%, 32%, 41% e 53%, respetivamente, tendo em conta que, sem UPAC, custo total é de 96.966,18€ (vide coluna 2 Tabela 9) resultante da soma entre o valor da energia ativa consumida e o valor da potência tomada em horas de ponta.

O **Gráfico 7** apresenta as economias geradas para os quatro cenários, no primeiro ano de operação da UPAC, sendo estas tanto mais significativas quanto maior a capacidade de produção

**Gráfico 7:** Economias obtidas nos 4 cenários de investimento, no primeiro ano da UPAC.



É importante salientar que o sistema FV gera economias não só através da redução de custos (custos de oportunidade), mas também com os rendimentos obtidos da energia injetada na rede, como se pode observar na **Tabela 12**.

O valor da energia injetada na rede decorre através do produto da tarifa de venda - 0,045 €/Kwh - (vide **secção 3.3**), e os Kwh de energia injetada , (vide **Tabela 8**).

**Tabela 12:** Valor da energia injetada na rede, no primeiro ano de instalação de uma UPAC (Euros).

<b>Valor da Energia Injetada à Rede</b>				
<b>Mês</b>	<b>90Kwp</b>	<b>180Kwp</b>	<b>250 Kwp</b>	<b>441 Kwp</b>
<b>1</b>	-	7,25	57,02	323,24
<b>2</b>	-	11,93	44,82	348,66
<b>3</b>	-	29,93	120,74	778,37
<b>4</b>	-	58,46	204,12	1.093,86
<b>5</b>	-	43,79	185,81	1.183,91
<b>6</b>	-	58,55	198,95	1.192,50
<b>7</b>	-	36,90	143,37	1.141,92
<b>8</b>	-	153,77	498,38	1.781,51
<b>9</b>	-	48,74	192,33	1.109,61
<b>10</b>	-	33,21	138,06	734,00
<b>11</b>	-	38,66	119,97	510,30
<b>12</b>	-	9,59	39,56	311,36
<b>Totais</b>	-	<b>530,73</b>	<b>1.943,10</b>	<b>10.509,21</b>

Os resultados da **Tabela 12** evidenciam uma relação direta entre a capacidade produtiva e o rendimento gerado pela venda de energia à rede, sendo o mês de agosto aquele com maiores rendimentos provenientes dos excedentes criados.

Determinadas as economias e os valores obtidos pela energia injetada na rede, calcula-se o rendimento total obtido no primeiro ano de instalação UPAC, para os quatros cenários de investimento, como se pode verificar na

**Tabela 13.** O rendimento total (

**Tabela 13)** decorre da soma das economias geradas pela instalação de um sistema FV (**Tabela 11**), com o valor da eletricidade injetada na rede (**Tabela 12**).

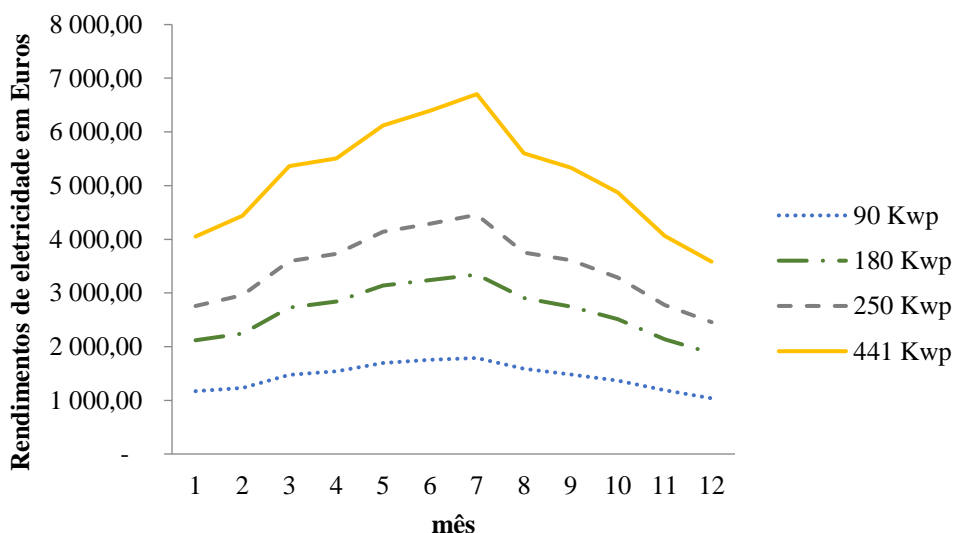
**Tabela 13:** Rendimento total gerado, no primeiro ano, na instalação UPAC (Euros).

Mês	90Kwp			180Kwp			250Kwp			441Kwp		
	Energia Injetada na Rede	Economia gerada	Rendimento Total	Energia Injetada na Rede	Economia gerada	Rendimento Total	Energia Injetada na Rede	Economia gerada	Rendimento Total	Energia Injetada na Rede	Economia gerada	Rendimento Total
1	-	1.170,05	1.170,05	7,25	2.111,55	2.118,79	57,02	2.701,11	2.758,13	323,24	3.725,09	4.048,33
2	-	1.227,63	1.227,63	11,93	2.233,91	2.245,84	44,82	2.917,19	2.962,01	348,66	4.090,46	4.439,12
3	-	1.477,54	1.477,54	29,93	2.696,86	2.726,79	120,74	3.473,41	3.594,14	778,37	4.585,24	5.363,61
4	-	1.542,68	1.542,68	58,46	2.779,55	2.838,00	204,12	3.524,63	3.728,75	1.093,86	4.412,92	5.506,78
5	-	1.696,18	1.696,18	43,79	3.096,04	3.139,83	185,81	3.953,95	4.139,76	1.183,91	4.933,78	6.117,69
6	-	1.753,95	1.753,95	58,55	3.182,48	3.241,02	198,95	4.089,04	4.287,99	1.192,50	5.205,05	6.397,55
7	-	1.788,56	1.788,56	36,90	3.305,58	3.342,48	143,37	4.313,07	4.456,44	1.141,92	5.562,47	6.704,39
8	-	1.586,11	1.586,11	153,77	2.751,07	2.904,84	498,38	3.251,86	3.750,24	1.781,51	3.821,19	5.602,70
9	-	1.481,95	1.481,95	48,74	2.694,89	2.743,63	192,33	3.417,58	3.609,91	1.109,61	4.226,43	5.336,04
10	-	1.368,14	1.368,14	33,21	2.476,80	2.510,01	138,06	3.150,73	3.288,79	734,00	4.138,25	4.872,25
11	-	1.187,40	1.187,40	38,66	2.097,43	2.136,08	119,97	2.656,56	2.776,53	510,30	3.551,48	4.061,78
12	-	1.037,83	1.037,83	9,59	1.869,25	1.878,84	39,56	2.417,49	2.457,04	311,36	3.272,11	3.583,47
<b>Totais</b>	-	<b>17.318,02</b>	<b>17.318,02</b>	<b>530,73</b>	<b>31.295,41</b>	<b>31.826,14</b>	<b>1.943,10</b>	<b>39.866,63</b>	<b>41.809,73</b>	<b>10.509,21</b>	<b>51.524,48</b>	<b>62.033,69</b>

Como se pode verificar, no primeiro ano de instalação UPAC, estima-se que o rendimento total, para 90Kwp seja de 17.318,02€, para 180 Kwp de 31.826,14€, para 250Kwp de 41.809,73€ e para 441Kwp de 62.033,69€, sendo o mês de julho aquele em que o rendimento total é maior.

No **Gráfico 8** apresenta-se os rendimentos totais obtidos nos 4 cenários em estudo, no primeiro ano de operação da UPAC.

**Gráfico 8:** Rendimentos totais, em cada cenário de investimento, no primeiro ano da UPAC.



Da análise ao gráfico anterior, verifica-se uma relação direta entre a capacidade produtiva e o rendimento total. No entanto, há que aferir em que medida o investimento é recuperado e assegurada a remuneração exigida pelo capital investido. Para tal, é necessário analisar, não só o investimento inicial, como também os gastos operacionais em cada um dos quatro cenários de instalação da UPAC.

### 5.3 Gastos operacionais da instalação fotovoltaica

Para determinar os *cash-flows*, necessários para a avaliação económica da instalação de uma UPAC, falta calcular os gastos operacionais, que decorrem do funcionamento do sistema fotovoltaico, nomeadamente os operacionais e de manutenção (O&M), o seguro de responsabilidade civil e a depreciação do sistema fotovoltaico. Para estimar estes valores consultaram-se alguns promotores, fabricantes e instaladores de painéis fotovoltaicos (ex.: Martifer, Zantia e GeoSolar).

Os gastos operacionais e de manutenção decorrem do normal funcionamento da instalação, nomeadamente despesas com pessoal técnico/administrativo, reparações e manutenções previstas em função das características da instalação. Estima-se um valor de 2,5 €/Kwp/ano, para garantir a proteção e manutenção dos equipamentos exteriores, expostos a fenómenos atmosféricos, intempéries ou atos de vandalismo.

Constitui, também, dever do produtor celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais sobre terceiros como resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade. O montante previsto é de 150 € por ano, correspondente a 12,5 €/mês<sup>20</sup> (Franco *et al.*, 2015).

Ao longo dos anos, o sistema fotovoltaico vai sendo alvo de depreciação da qual resulta num decréscimo de produção. Para efeito de cálculo da depreciação do sistema, ir-se-á considerar uma visão pessimista face às condições reais de instalação. Tendo em conta a depreciação linear esperada de perda de potência nominal dos painéis solares fotovoltaicos, a depreciação do sistema será de 0,667%/ano<sup>21</sup>, ao longo de 25 anos. Os fabricantes de painéis solares fotovoltaicos asseguram mínimos de 90% da potência nominal a 10 anos e 80% a 25 anos. Relativamente a inversores, condutores e outros componentes do sistema, assume-se que em termos globais, o valor da depreciação ao longo dos anos será de 0,80%/ano (Franco *et al.*, 2015). Neste estudo assume-se um valor de depreciação anual do sistema FV de 0,80%/ano (considerando uma degradação de 20% ao longo de 25 anos). Este facto leva a uma diminuição da capacidade produtiva, ao longo dos anos e, por conseguinte, da produção de eletricidade para o autoconsumo.

De referir que os gastos operacionais são independentes da potência instalada, ou seja, qualquer que seja a capacidade produtiva, estes não se alteram ao longo do tempo.

Após a análise dos resultados de cada cenário da capacidade instalada, apresenta-se, nas tabelas seguintes (14, 15, 16 e 17), um resumo dos encargos totais necessários para cada cenário. Estes, referem-se aos custos da energia consumida da rede e aos gastos operacionais com uma UPAC.

Cada uma das tabelas seguintes diz respeito a um dos cenários considerados. A 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> coluna refletem, respetivamente, os encargos com a eletricidade adquirida à rede (vide **Tabela 9**) e os encargos com a potência tomada em horas de ponta (vide **Tabela 10**). Na 4.<sup>a</sup> coluna

---

<sup>20</sup> De acordo com o disposto na alínea h) do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 153/2014

<sup>21</sup> Sharp is a pioneer in photovoltaics /This is Why Sharp solar modules have set standards for over 50 years., 2014)

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

apresentam-se os gastos em O&M, com um valor 2,5 €/Kwp/ano. Para as potências de instalação verifica-se que estes gastos assumem o valor de 276,75 €/ano (90 Kwp), 553,50 €/ano (180 Kwp), 768,75 €/ano (250 Kwp) e 1.356,08 €/ano (441Kwp) correspondendo a 23,06 €/mês, 46,13 €/mês, 64,06 €/mês e 113,01 €/mês, respetivamente (valores com iva incluído). Por fim, na 5.<sup>a</sup> coluna, encontra-se o seguro de responsabilidade civil, suprarreferido, estimado em 150 € por ano, correspondente a 12,5 €/mês.

**Tabela 14:** Encargos mensais, para uma instalação FV de 90 Kwp (Euros).

Mês	Compra energia à rede	Potência tomada horas de ponta	O&M	Seguro de responsabilidade civil	Encargos Totais
1	8.480,49	1.134,82	23,06	12,50	9.650,87
2	7.719,85	1.027,43	23,06	12,50	8.782,84
3	7.719,24	1.009,51	23,06	12,50	8.764,32
4	6.349,92	975,71	23,06	12,50	7.361,19
5	6.877,55	1.028,50	23,06	12,50	7.941,62
6	7.123,34	1.014,62	23,06	12,50	8.173,53
7	7.123,79	942,27	23,06	12,50	8.101,63
8	4.904,91	681,45	23,06	12,50	5.621,92
9	6.187,22	866,93	23,06	12,50	7.089,71
10	7.422,58	1.015,75	23,06	12,50	8.473,89
11	7.905,30	1.079,74	23,06	12,50	9.020,60
12	8.113,82	1.000,30	23,06	12,50	9.149,68
<b>Totais</b>	<b>85.928,03</b>	<b>11.777,02</b>	<b>276,75</b>	<b>150,00</b>	<b>98.131,80</b>

**Tabela 15:** Encargos mensais, para uma instalação FV de 180 Kwp (Euros).

Mês	Compra energia à rede	Potência tomada horas de ponta	O&M	Seguro de responsabilidade civil	Encargos Totais
1	7.927,38	746,43	46,13	12,50	8.732,44
2	7.065,20	675,80	46,13	12,50	7.799,62
3	6.845,35	664,01	46,13	12,50	7.567,98
4	5.446,99	641,78	46,13	12,50	6.147,39
5	5.829,77	676,50	46,13	12,50	6.564,90
6	6.042,06	667,37	46,13	12,50	6.768,06
7	5.929,26	619,78	46,13	12,50	6.607,67
8	3.973,18	448,23	46,13	12,50	4.480,03
9	5.270,98	570,22	46,13	12,50	5.899,83
10	6.661,56	668,11	46,13	12,50	7.388,29
11	7.364,89	710,20	46,13	12,50	8.133,72
12	7.624,82	657,95	46,13	12,50	8.341,39
<b>Totais</b>	<b>75.981,44</b>	<b>7.746,38</b>	<b>553,50</b>	<b>150,00</b>	<b>84.431,32</b>

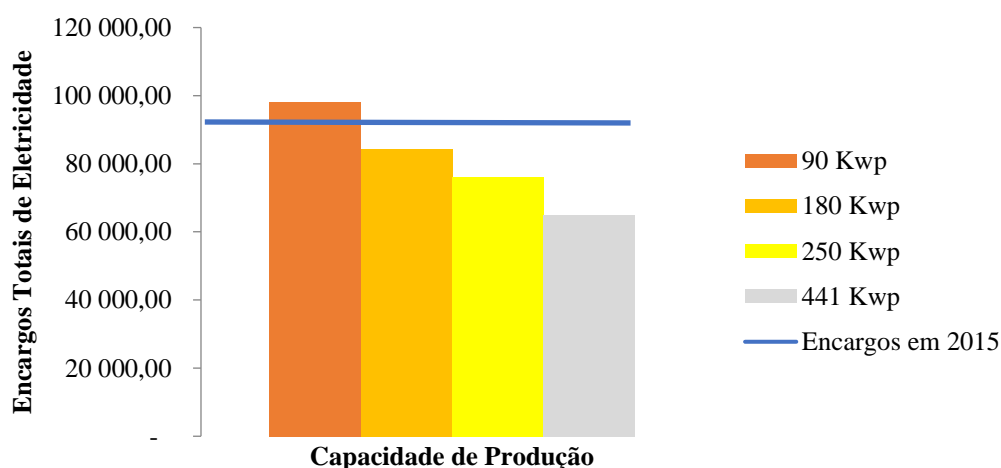
**Tabela 16:** Encargos mensais, para uma instalação FV de 250 Kwp (Euros).

Mês	Compra energia à rede	Potência tomada horas de ponta	O&M	Seguro de responsabilidade civil	Encargos Totais
1	7.569,17	515,15	64,06	12,50	8.160,89
2	6.591,32	466,40	64,06	12,50	7.134,29
3	6.274,62	458,27	64,06	12,50	6.809,45
4	4.900,76	442,93	64,06	12,50	5.420,24
5	5.181,39	466,89	64,06	12,50	5.724,85
6	5.342,28	460,59	64,06	12,50	5.879,43
7	5.113,88	427,75	64,06	12,50	5.618,19
8	3.611,27	309,34	64,06	12,50	3.997,17
9	4.724,98	393,54	64,06	12,50	5.195,08
10	6.194,63	461,10	64,06	12,50	6.732,29
11	7.025,74	490,15	64,06	12,50	7.592,45
12	7.280,37	454,09	64,06	12,50	7.811,02
<b>Totais</b>	<b>69.810,39</b>	<b>5.346,20</b>	<b>768,75</b>	<b>150,00</b>	<b>76.075,35</b>

**Tabela 17:** Encargos mensais, numa instalação FV de 441 Kwp (Euros).

Mês	Compra energia à rede	Potência tomada horas de ponta	O&M	Seguro de responsabilidade civil	Encargos totais
1	6.816,32	244,03	113,01	12,50	7.185,85
2	5.663,59	220,94	113,01	12,50	6.010,03
3	5.403,89	217,08	113,01	12,50	5.746,48
4	4.245,58	209,81	113,01	12,50	4.580,90
5	4.447,29	221,17	113,01	12,50	4.793,96
6	4.468,68	218,18	113,01	12,50	4.812,37
7	4.089,53	202,62	113,01	12,50	4.417,66
8	3.204,75	146,54	113,01	12,50	3.476,79
9	4.123,25	186,42	113,01	12,50	4.435,18
10	5.449,79	218,42	113,01	12,50	5.793,72
11	6.388,78	232,18	113,01	12,50	6.746,47
12	6.664,81	215,10	113,01	12,50	7.005,41
<b>Totais</b>	<b>60.966,25</b>	<b>2.532,50</b>	<b>1.356,08</b>	<b>150,00</b>	<b>65.004,82</b>

No gráfico seguinte, observa-se uma comparação dos encargos na presença/ausência de uma UPAC no Campus IPV.

**Gráfico 9:** Encargos totais na presença/ausência de uma UPAC no Campus IPV.

Note-se que a tarifa a praticar nos consumos de eletricidade quando se dispõe de uma UPAC é ligeiramente diferente da tarifa praticada em 2015, dado que foi efetuada uma estimativa para uma tarifa média, no período 09:00 - 17:00h, enquanto que a fatura de 2015 contempla tarifa tetra horária. Na análise ao gráfico anterior, verifica-se que os encargos totais,

em Euros, observados para uma capacidade de produção de 90 Kwp são superiores aos encargos em 2015 (sem UPAC). Isto acontece devido à diferença de valores de tarifa, quando se considera UPAC (tarifa única) e não se considera UPAC (tarifa tetra horária). Repare-se que, na análise aos consumos de energia, em Kwh, o consumo de eletricidade em 2015 é superior a qualquer cenário de produção da UPAC.

Na secção seguinte procede-se ao estudo de viabilidade económica contemplando os diferentes cenários.

### 5.4 Análise Económica

Nesta secção, realiza-se a avaliação económica das diferentes capacidades produtivas, com o objetivo de aferir a sua viabilidade.

A avaliação económica de um projeto de investimento consiste em identificar todos os fluxos financeiros (*cash-flows*) gerados pelo próprio projeto, aplicando-se, posteriormente, um conjunto de metodologias de avaliação que permitem avaliar se o projeto é ou não viável. Para aferir a valia económica das diversas alternativas de investimento, recorreu-se à metodologia das árvores de decisão, utilizando alguns indicadores, tais como o Valor Atual Líquido, a Taxa Interna de Rendibilidade, o Período de Recuperação do Investimento e o Índice de Rendibilidade do Projeto.

No estudo económico deste projeto será considerado o valor de continuidade<sup>22</sup> após o 15º ano de vida do projeto. Foram considerados 15 anos para elaborar projecções de cash flows pelo facto de o contrato de venda, descrito no **subcapítulo 3.3**, ser celebrado por um período máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos<sup>23</sup>.

Ao longo dos anos, o sistema fotovoltaico vai sendo alvo de uma degradação que resulta num decréscimo da eletricidade gerada. Como referido no **subcapítulo 4.3**, estima-se uma degradação de 0,8% por ano. Como consequência assiste-se a uma diminuição progressiva da quantidade de energia produzida para autoconsumo e vendida à rede e, ao aumento da energia adquirida à rede ao longo dos anos, de acordo com a **Tabela 18**.

---

<sup>22</sup> O valor da continuidade, em alternativa ao valor residual, é calculado como sendo uma perpetuidade com base no *cash-flow* do último ano, onde se elaboram projecções, assumindo uma taxa de crescimento constante de longo prazo.

<sup>23</sup> Decreto-Lei n.º 153/2014 do artigo 23º ponto 3.

5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 18:** Estimativa dos montantes anuais da energia elétrica, em Kwp, durante os 15 anos de funcionamento da UPAC.

Ano	Necessidades Totais	90 Kwp		180 Kwp		250 Kwp		441 Kwp	
		Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede	Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede	Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede	Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede
1	1.282.566	145.998	1.136.568	277.563	1.005.003	359.187	923.379	476.168	806.398
2	1.282.566	144.830	1.137.736	275.342	1.007.224	356.314	926.252	472.359	810.207
3	1.282.566	143.671	1.138.895	273.140	1.009.426	353.463	929.103	468.580	813.986
4	1.282.566	142.522	1.140.044	270.955	1.011.611	350.635	931.931	464.831	817.735
5	1.282.566	141.382	1.141.184	268.787	1.013.779	347.830	934.736	461.112	821.454
6	1.282.566	140.251	1.142.315	266.637	1.015.929	345.048	937.518	457.424	825.142
7	1.282.566	139.129	1.143.437	264.504	1.018.062	342.287	940.279	453.764	828.802
8	1.282.566	138.016	1.144.550	262.388	1.020.178	339.549	943.017	450.134	832.432
9	1.282.566	136.912	1.145.654	260.288	1.022.278	336.832	945.734	446.533	836.033
10	1.282.566	135.816	1.146.750	258.206	1.024.360	334.138	948.428	442.961	839.605
11	1.282.566	134.730	1.147.836	256.141	1.026.425	331.465	951.101	439.417	843.149
12	1.282.566	133.652	1.148.914	254.091	1.028.475	328.813	953.753	435.902	846.664
13	1.282.566	132.583	1.149.983	252.059	1.030.507	326.183	956.383	432.415	850.151
14	1.282.566	131.522	1.151.044	250.042	1.032.524	323.573	958.993	428.955	853.611
15	1.282.566	130.470	1.152.096	248.042	1.034.524	320.984	961.582	425.524	857.042

Atendendo a que o projeto apresenta um ciclo de vida longo e as receitas permanecerão constantes (o contrato de venda de energia estabelece a tarifa a praticar por 15 anos), optou-se, inicialmente, por efetuar a análise do *cash-flows* a preços constantes, em detrimento de uma análise a preços correntes, isto é, a tarifa calculada no **subcapítulo 3.4.** (0,0756 €) será a mesma ao longo dos 15 anos em estudo. A **Tabela 19** valoriza a produção e a energia adquirida à rede da **Tabela 18**. Posteriormente, com recurso à árvore de decisão, avalia-se o impacto de algumas variáveis consideradas críticas, na valia do projeto.

Note-se que os montantes anuais relativos às necessidades totais sem a UPAC foram considerados constantes, durante os 15 anos. Assim, os custos e proveitos associados à energia elétrica adquirida e vendida à rede, respetivamente, aumentam e diminuem ao longo dos anos, tal como se pode verificar **Tabela 19**.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 19:** Valorização das estimativas dos montantes anuais de energia elétrica, durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC (Euros).

Ano	Necessidades Totais	90 Kwp		180 Kwp		250 Kwp		441 Kwp	
		Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede	Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede	Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede	Produção para autoconsumo	Energia Adquirida da rede
1	96.966	11.038	85.928	20.985	75.981	27.156	69.810	36.000	60.966
2	96.966	10.950	86.017	20.817	76.589	26.938	70.369	35.712	61.454
3	96.966	10.862	86.104	20.650	77.202	26.723	70.932	35.426	61.946
4	96.966	10.775	86.191	20.485	77.820	26.509	71.499	35.143	62.441
5	96.966	10.689	86.277	20.321	78.442	26.297	72.071	34.862	62.941
6	96.966	10.603	86.363	20.159	79.070	26.087	72.648	34.583	63.444
7	96.966	10.519	86.448	19.997	79.702	25.878	73.229	34.306	63.952
8	96.966	10.434	86.532	19.837	80.340	25.671	73.815	34.032	64.463
9	96.966	10.351	86.615	19.679	80.983	25.466	74.405	33.759	64.979
10	96.966	10.268	86.698	19.521	81.630	25.262	75.001	33.489	65.499
11	96.966	10.186	86.780	19.365	82.284	25.060	75.601	33.221	66.023
12	96.966	10.105	86.862	19.210	82.942	24.859	76.205	32.956	66.551
13	96.966	10.024	86.942	19.056	83.605	24.660	76.815	32.692	67.084
14	96.966	9.943	87.023	18.904	84.274	24.463	77.430	32.430	67.620
15	96.966	9.864	87.102	18.753	84.948	24.267	78.049	32.171	68.161

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

---

Assiste-se também a uma redução do valor da potência tomada em horas de ponta de 0,8% por ano.

**Tabela 20:** Estimativa dos montantes anuais da economia gerada pelo sistema, da potência tomada em horas de ponta durante os primeiros 15 anos da UPAC (Euros).

Ano	Economia em Potência tomadas em Horas de Ponta			
	90 Kwp	180 Kwp	250 Kwp	441 Kwp
1	6.280	10.311	12.711	15.525
2	6.230	10.228	12.609	15.400
3	6.180	10.146	12.508	15.277
4	6.131	10.065	12.408	15.155
5	6.082	9.985	12.309	15.034
6	6.033	9.905	12.211	14.913
7	5.985	9.826	12.113	14.794
8	5.937	9.747	12.016	14.676
9	5.889	9.669	11.920	14.558
10	5.842	9.592	11.824	14.442
11	5.795	9.515	11.730	14.326
12	5.749	9.439	11.636	14.212
13	5.703	9.363	11.543	14.098
14	5.657	9.288	11.451	13.985
15	5.612	9.214	11.359	13.873

Nos termos do ponto 3 do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, o contrato de compra e venda de eletricidade disporá de um prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos. Deste modo, no presente estudo considerou-se que a venda da eletricidade excedentária da UPAC irá dispor de um prazo de 15 anos, tal como se pode verificar **Tabela 21**. Nestes termos, apresenta-se na **Tabela 21**, as estimativas dos montantes anuais de rendimentos de eletricidade durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC. Os rendimentos gerados, nos primeiros 15 anos, pelo sistema FV, correspondem ao somatório das economias geradas pelo sistema fotovoltaico com a energia vendida à rede - injeção à rede.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 21:** Estimativa dos montantes anuais do rendimento energético, durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC (Euros).

Ano	90 Kwp			180 Kwp			250 Kwp			441 Kwp		
	Economia gerada	Venda energia	Rendimento total	Economia gerada	Venda energia	Rendimento total	Economia gerada	Venda energia	Rendimento total	Economia gerada	Venda energia	Rendimento total
<b>1</b>	17.318	-	<b>17.318</b>	31.295	531	<b>31.826</b>	39.867	1.943	<b>41.810</b>	51.524	10.509	<b>62.034</b>
<b>2</b>	17.179	-	<b>17.179</b>	31.045	526	<b>31.572</b>	39.548	1.928	<b>41.475</b>	51.112	10.425	<b>61.537</b>
<b>3</b>	17.042	-	<b>17.042</b>	30.797	522	<b>31.319</b>	39.231	1.912	<b>41.143</b>	50.703	10.342	<b>61.045</b>
<b>4</b>	16.906	-	<b>16.906</b>	30.550	518	<b>31.068</b>	38.917	1.897	<b>40.814</b>	50.298	10.259	<b>60.557</b>
<b>5</b>	16.770	-	<b>16.770</b>	30.306	514	<b>30.820</b>	38.606	1.882	<b>40.488</b>	49.895	10.177	<b>60.072</b>
<b>6</b>	16.636	-	<b>16.636</b>	30.063	510	<b>30.573</b>	38.297	1.867	<b>40.164</b>	49.496	10.096	<b>59.592</b>
<b>7</b>	16.503	-	<b>16.503</b>	29.823	506	<b>30.329</b>	37.991	1.852	<b>39.843</b>	49.100	10.015	<b>59.115</b>
<b>8</b>	16.371	-	<b>16.371</b>	29.584	502	<b>30.086</b>	37.687	1.837	<b>39.524</b>	48.707	9.935	<b>58.642</b>
<b>9</b>	16.240	-	<b>16.240</b>	29.348	498	<b>29.845</b>	37.385	1.822	<b>39.208</b>	48.318	9.855	<b>58.173</b>
<b>10</b>	16.110	-	<b>16.110</b>	29.113	494	<b>29.607</b>	37.086	1.808	<b>38.894</b>	47.931	9.776	<b>57.708</b>
<b>11</b>	15.981	-	<b>15.981</b>	28.880	490	<b>29.370</b>	36.790	1.793	<b>38.583</b>	47.548	9.698	<b>57.246</b>
<b>12</b>	15.854	-	<b>15.854</b>	28.649	486	<b>29.135</b>	36.495	1.779	<b>38.274</b>	47.167	9.621	<b>56.788</b>
<b>13</b>	15.727	-	<b>15.727</b>	28.420	482	<b>28.902</b>	36.203	1.765	<b>37.968</b>	46.790	9.544	<b>56.334</b>
<b>14</b>	15.601	-	<b>15.601</b>	28.192	478	<b>28.671</b>	35.914	1.750	<b>37.664</b>	46.416	9.467	<b>55.883</b>
<b>15</b>	15.476	-	<b>15.476</b>	27.967	474	<b>28.441</b>	35.626	1.736	<b>37.363</b>	46.044	9.391	<b>55.436</b>

Estimados os montantes anuais dos recebimentos e pagamentos relativos à energia elétrica durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC, proceder-se-á ao cálculo dos *cash-flows*, isto é, à diferença entre os rendimentos obtidos com o sistema fotovoltaico, estimados na **Tabela 21**, e os gastos operacionais descritos na subsecção **4.3**. O valor dos gastos operacionais corresponde, então, ao somatório entre os gastos anuais com o seguros de responsabilidade civil e os gastos anuais com a manutenção dos equipamentos.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 22:** Estimativa dos *cash-flows* durante os primeiros 15 anos de funcionamento da UPAC (Euros).

Ano	90 Kwp			180 Kwp			250 Kwp			441 Kwp		
	Rendimento Total	Gastos Operacionais	Cash-Flows	Rendimento Total	Gastos Operacionais	Cash-Flows	Rendimento Total	Gastos Operacionais	Cash-Flows	Rendimento Total	Gastos Operacionais	Cash-Flows
1	17.318	427	16.891	31.826	704	31.123	41.810	919	40.891	62.034	1.506	60.528
2	17.179	427	16.753	31.572	704	30.868	41.475	919	40.556	61.537	1.506	60.031
3	17.042	427	16.615	31.319	704	30.615	41.143	919	40.225	61.045	1.506	59.539
4	16.906	427	16.479	31.068	704	30.365	40.814	919	39.896	60.557	1.506	59.051
5	16.770	427	16.344	30.820	704	30.116	40.488	919	39.569	60.072	1.506	58.566
6	16.636	427	16.210	30.573	704	29.870	40.164	919	39.245	59.592	1.506	58.086
7	16.503	427	16.076	30.329	704	29.625	39.843	919	38.924	59.115	1.506	57.609
8	16.371	427	15.944	30.086	704	29.383	39.524	919	38.605	58.642	1.506	57.136
9	16.240	427	15.813	29.845	704	29.142	39.208	919	38.289	58.173	1.506	56.667
10	16.110	427	15.684	29.607	704	28.903	38.894	919	37.975	57.708	1.506	56.201
11	15.981	427	15.555	29.370	704	28.666	38.583	919	37.664	57.246	1.506	55.740
12	15.854	427	15.427	29.135	704	28.431	38.274	919	37.355	56.788	1.506	55.282
13	15.727	427	15.300	28.902	704	28.198	37.968	919	37.049	56.334	1.506	54.828
14	15.601	427	15.174	28.671	704	27.967	37.664	919	36.745	55.883	1.506	54.377
15	15.476	427	15.049	28.441	704	27.738	37.363	919	36.444	55.436	1.506	53.930

A taxa de atualização, foi calculada com base no *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), considerando-se que o projeto é financiado exclusivamente por capitais próprios.

O CAPM define a rentabilidade esperada de um ativo  $i$  para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente a esse ativo. Assim, a rentabilidade esperada de um ativo  $i$  para um determinado período, em equilíbrio, varia de forma linear com a taxa de juro sem risco e com a rentabilidade do mercado, tendo em conta que o contributo marginal do ativo para o risco da carteira não diminui com a diversificação da mesma, isto é, não diminui com o risco sistemático. O risco sistemático de um ativo em relação ao conjunto do mercado é medido pelo *beta*, que corresponde ao rácio entre a covariância das rentabilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rentabilidade esperada da carteira de ativos. Assim, o CAPM define a rentabilidade média (esperada) do ativo  $i$  do seguinte modo (Pires, 2013):

$$E(R_i) = R_f + \beta[E(R_m) - R_f]$$

onde,  $E(R_i)$  exprime a rentabilidade esperada do ativo  $i$ ;  $R_f$  é a taxa de juro sem risco;  $R_m$  é a rentabilidade do mercado e  $\beta$  é o *beta* do ativo  $i$ .

De acordo com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), os parâmetros utilizados na definição do custo de capital da EDP Distribuição são os seguintes (ERSE, 2014, pp. 179–216):

**Tabela 23:** Custo de capital da EDP Distribuição.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

---

<b>CAPM - Parâmetros:</b>	<b>EDP Dist</b>
Taxa de juro sem risco	2,41%
Inflação	0%
Prémio da Dívida	2%
Custo Dívida antes do Imposto	4,41%
Custo Dívida depois dos impostos	3,02%
Beta ativo	0,34
Taxa Imposto	31,50%
<i>Gearing</i> <sup>24</sup>	55%
Beta Cap Próprio	0,625
Prémio de risco do mercado	4,60%
Prémio de risco do País	1,65%
∑ Prémios	6,25%
Custo Capital Próprio dp dos impostos	6,31%
Custo Capital Próprio antes do Imposto	<b>9,22%</b>
<b>Custo Capital antes do Imposto</b>	<b>6,573%</b>

Para o calculo custo médio ponderado do capital consiste numa média ponderada do custo de capital próprio e do custo de capital alheio, correspondendo à taxa de atualização deste investimento. Numa desagregação da fórmula do custo médio ponderado do capital, é descrito, a seguir, as diferentes variáveis que será necessário definir para determinação da taxa de atualização.

O custo de capital próprio é calculado adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco,  $R_f$ , sendo o prémio determinado pelo risco de um investimento e o prémio de risco global (para investir no investimento de risco médio). Deste modo obtêm-se o valor de 9,22%  $[(2,41\% + (0,625 \times 6,25\%)) / (1 - 31,50\%)]$ . O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao spread de risco de crédito (default spread). Deste modo obtêm-se o valor de 4,41%  $(2,41\% + 2\%)$ .

A taxa de atualização a considerar no estudo económico deste projeto é de 6,573%  $[(4,41\% \times 55\%) + (9,22\% \times (1 - 55\%))]$ . A taxa de atualização, para a análise da viabilidade económica deste projeto, será ligeiramente diferente da taxa da EDP Distribuição por não se ter considerado a taxa de inflação neste estudo.

---

<sup>24</sup> O gearing é definido como  $D/(D+E)$ , em que “D” é a dívida e “E” é o Capital Próprio.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

---

Deste modo, obtém-se para a primeira estimativa uma tarifa de 0.07867 €/Kwh ( $(((0,0679 \times 3) + (0,0679 \times 5)) / 8) \times 1,23$ ), de

Tendo por base a taxa de 6,573 %, admitem-se que a mesma pode oscilar para cima e para baixo de 0,25% e 0,5%. Na **Tabela 24** apresentam-se os valores das taxas de atualização consideradas na nossa análise.

**Tabela 24:** Taxas de atualização.

Varição taxa	EDP Dist.	0,25%	0,50%	-0,25%	-0,50%
<b>Taxas de atualização</b>	<b>6,573%</b>	6,823%	7,073%	6,323%	6,073%

Como foi referido, após os 15 anos de vida, assume-se um valor de continuidade. Este resulta da seguinte expressão algébrica (Silva & Queirós, 2013, p. 32):

$$VC = \frac{CF_{n+1}}{k - g}$$

onde,  $CF_{n+1}$  é o *Cash-Flow* de  $n+1$  ( $CF_n \times (1+g)$ ),  $g$  é a taxa de crescimento perpetuo dos *cash-flows* e  $k$  é a taxa de atualização.

Considerando a taxa de crescimento perpetuo ( $g$ ) de -0,80%/ano e a taxa de atualização (6,576%), apresenta-se na **Tabela 25**, para os cenários considerados, o VAL e a TIR. Para as restantes taxas de atualização, adotaram-se procedimentos semelhantes, e os resultados a que foram conduzidos são apresentados sumariamente na **Tabela 26**.

## 5. Estudo da Viabilidade Económica do Projeto

**Tabela 25:** Resultados dos indicadores económicos para o cenário da taxa de atualização de referência (6,573%), durante o funcionamento da UPAC.

Ano	90 Kwp		180 Kwp		250 Kwp		4410 Kwp	
	Cash-Flows	Cash-Flows Atualizados	Cash-Flows	Cash-Flows Atualizados	Cash-Flows	Cash-Flows Atualizados	Cash-Flows	Cash-Flows Atualizados
<b>0</b>	- 142.065,00	- 142.065,00	- 263.835,00	-263.835,00	- 347.475,00	- 347.475,00	- 551.655,00	- 551.655,00
<b>1</b>	16.891,27	15.849,42	31.122,63	29.202,99	40.890,98	38.368,82	60.527,61	56.794,27
<b>2</b>	16.752,73	14.749,85	30.868,02	27.177,58	40.556,50	35.707,74	60.031,34	52.854,26
<b>3</b>	16.615,29	13.726,54	30.615,45	25.292,61	40.224,70	33.231,18	59.539,04	49.187,50
<b>4</b>	16.478,96	12.774,20	30.364,90	23.538,34	39.895,55	30.926,33	59.050,68	45.775,05
<b>5</b>	16.343,71	11.887,91	30.116,35	21.905,71	39.569,03	28.781,30	58.566,22	42.599,27
<b>6</b>	16.209,55	11.063,10	29.869,79	20.386,29	39.245,13	26.785,00	58.085,64	39.643,75
<b>7</b>	16.076,46	10.295,50	29.625,21	18.972,23	38.923,82	24.927,13	57.608,91	36.893,22
<b>8</b>	15.944,43	9.581,13	29.382,58	17.656,22	38.605,08	23.198,10	57.135,99	34.333,47
<b>9</b>	15.813,46	8.916,32	29.141,89	16.431,48	38.288,89	21.588,96	56.666,85	31.951,26
<b>10</b>	15.683,54	8.297,63	28.903,13	15.291,66	37.975,23	20.091,40	56.201,47	29.734,29
<b>11</b>	15.554,66	7.721,85	28.666,27	14.230,89	37.664,08	18.697,70	55.739,81	27.671,10
<b>12</b>	15.426,81	7.186,01	28.431,31	13.243,68	37.355,41	17.400,65	55.281,84	25.751,02
<b>13</b>	15.299,98	6.687,34	28.198,24	12.324,94	37.049,22	16.193,54	54.827,54	23.964,13
<b>14</b>	15.174,16	6.223,27	27.967,02	11.469,91	36.745,48	15.070,15	54.376,87	22.301,19
<b>15</b>	15.049,36	5.791,39	27.737,66	10.674,18	36.444,16	14.024,67	53.929,81	20.753,61
<b>15+<sup>25</sup></b>	202.469,24	77.872,78	373.173,58	143.528,30	490.308,11	188.580,04	725.554,40	279.212,45
<b>VAL</b>		<b>86.559,24</b>		<b>157.492,00</b>		<b>206.097,72</b>		<b>267.764,83</b>
<b>TIR</b>		<b>12,14%</b>		<b>12,03%</b>		<b>12,00%</b>		<b>11,06%</b>

<sup>25</sup> Valor de Continuidade

**Tabela 26:** Resultados do VAL para os cenários considerados (Euros).

Taxa de Atualização	Valor Atual Líquido			
	90 Kwp	180 Kwp	250 Kwp	441 Kwp
6,073%	103.222,17	188.202,48	246.447,76	327.323,51
6,323%	94.620,49	172.349,21	225.618,39	296.499,33
6,573%	86.559,24	157.492,00	206.097,72	267.764,83
6,823%	79.109,19	143.761,28	188.057,15	240.914,44
7,073%	72.092,11	130.828,58	171.065,07	215.768,70

Como se observa da **Tabela 26**, todos os cenários apresentam viabilidade económica, pois, recupera-se o investimento, remunera-se o capital investido e ainda se geram excedentes.

Pode-se concluir, ainda, que, quanto maior a capacidade produtiva, maior é o valor do VAL independentemente das taxas de atualização, isto é, analisando apenas o VAL, o cenário de 441 Kwp seria o mais favorável por apresentar um VAL superior.

Para uma análise mais pormenorizada efetuou-se uma análise através TIR (tendo em conta o valor de continuidade), e o período de recuperação de investimento (payback), como se pode observar nas tabelas seguintes:

**Tabela 27:** Resultados da TIR para os vários cenários considerados (%).

TIR			
90 Kwp	180 Kwp	250 Kwp	441 Kwp
12,14%	12,03%	12,00%	11,06%

Pela análise da

**Tabela 27** o valor da TIR é superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que os 4 cenários de investimento apresentam interesse económico. Observa-se ainda, que quanto maior a capacidade produtiva, menor é o valor da TIR, pese o facto de as alterações serem pouco significativas.

**Tabela 28:** Resultados do *Payback* para os vários cenários considerados (Anos).

Taxa de Atualização	<i>Payback</i> (anos)			
	90 Kwp	180 Kwp	250 Kwp	441 Kwp
6,073%	12,91	13,07	13,12	14,73
6,323%	13,21	13,38	13,44	15,01
6,573%	13,53	13,71	13,77	15,04
6,823%	13,87	14,06	14,12	15,08
7,073%	14,25	11,82	14,51	13,56

Em relação ao *payback*, que constitui um método de avaliação do risco do projeto, e não propriamente um indicador de rentabilidade, verifica-se que o projeto é economicamente viável, visto que, em média e em todos os cenários, o capital investido é recuperado, na totalidade, ao 14º ano. Conclui-se, ainda, que o cenário 441 Kwp é o cenário de investimento mais desfavorável, relativamente ao *payback*, pois é o cenário que demora mais tempo a ser recuperado. Apesar de ser o cenário que apresenta maior VAL, também é o que apresenta valores da TIR mais baixos. Analisando os restantes três cenários, são muito semelhantes nos indicadores TIR e *Payback*, e no que respeita à análise do VAL, o cenário de investimento 250 Kwp é o mais favorável, para os cinco valores de taxa de atualização.

Entre as diferentes metodologias apresentadas, o VAL é a metodologia mais robusta, pelo que quando há conflitos na tomada de decisão entre o VAL e a TIR, o VAL deve ser a metodologia prevalente. Apesar de o cenário de 441 Kwp apresentar um VAL superior, este cenário não será selecionado, pois existem muitos excedentes de produção e o autoconsumo é o principal objetivo da instalação fotovoltaica. Portanto, os cenários de 180 Kwp e 250 Kwp são os mais plausíveis e, entre os dois, o de 250 Kwp seria o melhor já que o seu VAL é significativamente superior.

Na secção seguinte, ir-se-á recorrer a uma árvore de decisão para complementar a análise ao investimento.

## 5.5 Árvore de Decisão

No capítulo 2 foram descritas as críticas geralmente apresentadas à utilização de medidas baseadas na atualização de *cash flows*, tendo-se concluído que algumas destas medidas não incorporam, na sua avaliação, a incerteza e a flexibilidade operacional.

A utilização de modelos de opções reais permite que a incerteza seja incorporada de uma forma adequada no valor do projeto. As árvores de decisão são um instrumento que pode ser utilizado na incorporação de incerteza e do impacto das decisões sequenciais na avaliação de projetos.

As árvores de decisão proporcionam uma forma conveniente para a representação, avaliação e determinação de estratégias de implementação de projetos de investimento. A interpretação dos resultados é muito simples e clara, e uma das vantagens da técnica das árvores é a elevada flexibilidade e adaptabilidade a situações complexas. Esta técnica permite calcular os *cash flows* esperados, de forma mais correta, tendo em conta a incerteza e as opções existentes. Portanto, neste projeto, a abordagem utilização das árvores de decisão foi motivada pelo facto de apresentar características que se adaptam inteiramente a este tipo de projetos: fatores de incerteza e várias alternativas de implementação.

Nesta subsecção ir-se-ão utilizar as árvores de decisão, como referido ao longo deste trabalho, para analisar o melhor cenário de investimento. Com as árvores de decisão é possível modelar sequências de decisões sujeitas a incerteza, isto é, de acordo com o problema que se pretende resolver, é possível identificar qual a estrutura de um determinado tipo de problema, compreender quais as variáveis que afetam a sua resolução e construir um modelo que o solucione.

As árvores de decisão são diagramas capazes de enumerar todas as possibilidades lógicas de uma sequência de decisões e ocorrências incertas. Mostram esquematicamente todo o conjunto de ações alternativas e acontecimentos possíveis ao longo de um projeto, permitindo a conceptualização e o controlo de um bom número de problemas de investimentos sujeitos a incerteza. As decisões de investimento são tomadas, em regra, em contexto de incerteza, o que dificulta a avaliação das variáveis subjacentes à análise do projeto. Avaliar a incerteza é quantificar a variabilidade dos fluxos financeiros do projeto, com base na distribuição de probabilidades associadas (Berry, Erdogan e Triguaim, 1995).

O primeiro passo da análise foi identificar os fatores de incerteza deste investimento, tais como: a) causas naturais, isto é, a incerteza sobre a temperatura que surge ao longo do ano; b) taxa de atualização, sendo que quanto maior for a taxa de atualização, menor será o valor atual de uma unidade monetária a receber no futuro; c) o montante de investimento, ou seja, existe a possibilidade de ocorrer redução no valor dos painéis FV nos próximos anos e d) tarifa de eletricidade, no caso de o campus IPV não usufruir da bonificação e suportar os preços definidos pela ERSE.

Neste projeto, serão analisados duas variáveis sujeitas a fatores de incerteza: o montante de investimento e a tarifa de eletricidade. Os restantes fatores não serão considerados na aplicação das árvores de decisão. A consequência do fator de causas naturais tem a ver com a produtividade do sistema, sendo que já foi imposta uma degradação de produtividade ao longo da vida útil do sistema FV (0,8%) e a temperatura no local do projeto, Viseu, não tem variado muito nos últimos anos, donde o fator temperatura não acrescentará valor ao estudo deste projeto. Também não se irá incluir o fator da taxa de atualização, porque já foi efetuada uma análise em cenários, considerando previsões mais ou menos otimistas. Na aplicação dos fatores de incerteza, a árvore ir-se-ia tornar muito grande, que é um dos problemas considerados no desenvolvimento nas árvores de decisão, daí a necessidade de restringir os fatores de incerteza a incorporar na árvore de decisão em estudo.

O segundo passo consiste em estruturar a árvore de decisão. Serão desenvolvidas duas árvores de decisão, uma para cada variável sujeita a fator de incerteza.

A resolução da árvore de decisão, para o investimento, pressupõe que este varia de forma discreta e que, em cada período, o seu valor pode descer ou manter-se. Admitiu-se que há uma probabilidade de 80% do valor do investimento reduzir 10%, e uma probabilidade de 20 % do investimento se manter inalterado.

Na representação de uma árvore de decisão, os quadrados representam nós de decisão e os círculos representam nós de probabilidade. Abaixo encontra-se a árvore de decisão relativa ao investimento e, em cada folha, encontra-se o valor do VAL. Os cálculos para encontrar o VAL<sup>26</sup>, no caso em que o investimento desce, são semelhantes aos cálculos anteriores, já que apenas se alteram os valores do sistema fotovoltaico, para cada cenário, definidos em €/Kwp. De acordo com o estudo de energia solar fotovoltaica, em 2010, revelado no portal de energias, não se considera a hipótese do investimento subir. Tendo em conta o histórico de preços, admite-se que a redução no valor do investimento possa ser na ordem dos 10%. Na tabela seguinte observa-se o valor, em €, as alternativas, manter ou descer, do investimento.

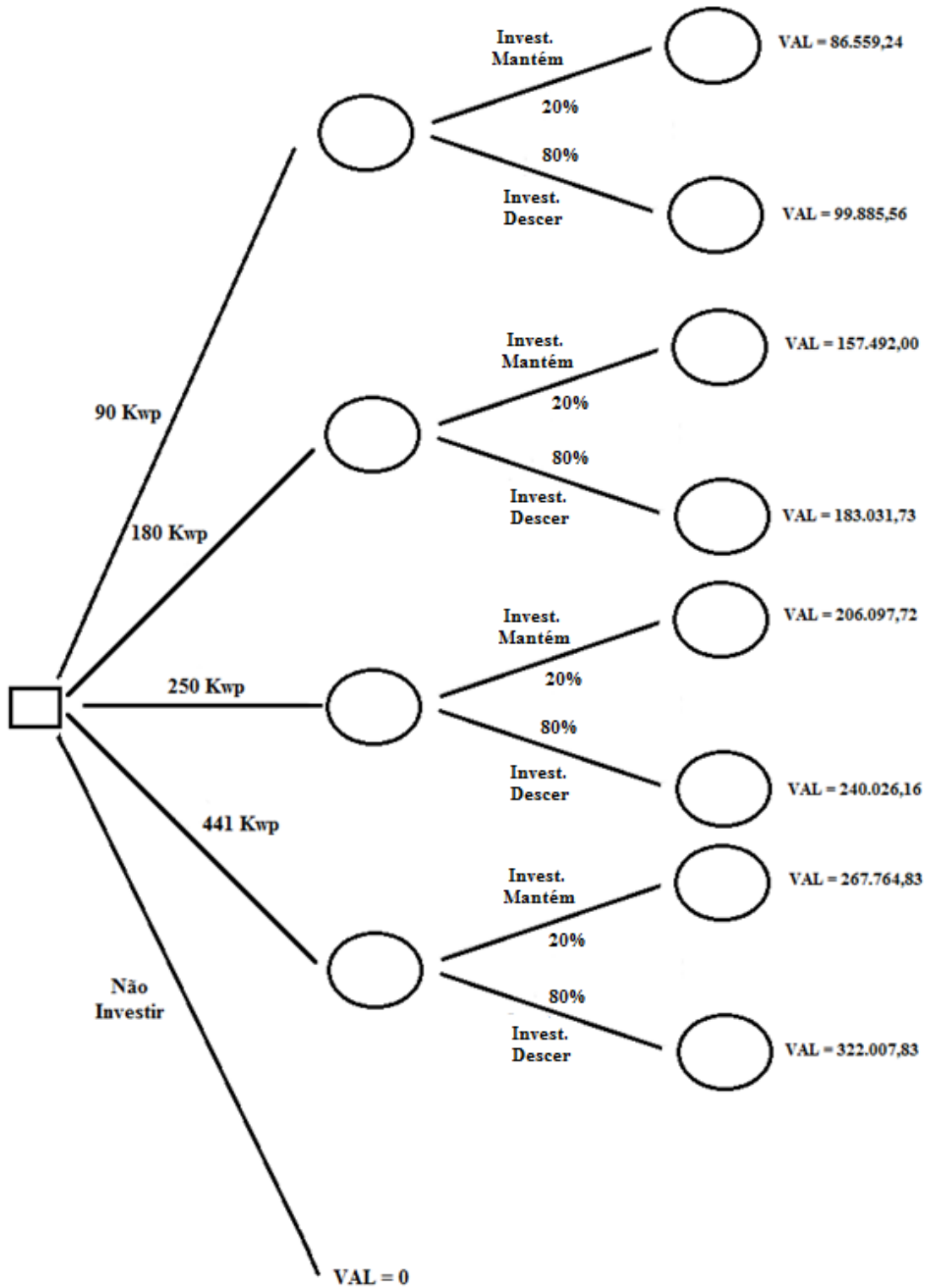
---

<sup>26</sup> Note-se que, os *cash-flows* foram atualizados à taxa de atualização de referência deste projeto (6,573%).

**Tabela 29:** Alternativas de investimento.

<b>Investimento</b>		
<b>Potência Instalada</b>	<b>Probabilidade de manter (20%)</b>	<b>Probabilidade de descer (80%)</b>
<b>[kWh]</b>	<b>[€]</b>	<b>[€]</b>
<b>90</b>	142.065	128.781
<b>180</b>	263.835	238.374
<b>250</b>	347.475	313.650
<b>441</b>	551.655	497.412

**Figura 3:** Árvore de Decisão do fator de investimento.



Neste projeto, existem duas ações alternativas possíveis: investir na implementação de painéis FV no ou não investir. No caso de se realizar o investimento, há que decidir qual o cenário mais favorável.

A alternativa de não investir não gera nenhum *cash flow*, logo o VAL correspondente é nulo. Considerando a alternativa de investir, e quando o valor de investimento não se altera, o VAL mantém os valores obtidos na **Tabela 26**, para uma taxa de atualização de 6,573%. Quando o valor do investimento desce 10%, obtém-se um VAL de 99.885,96 para 90 Kwp, 183.031,73 para 180 Kwp, 240.026,16 para 250 Kwp e 322.007,83 para 441 Kwp.

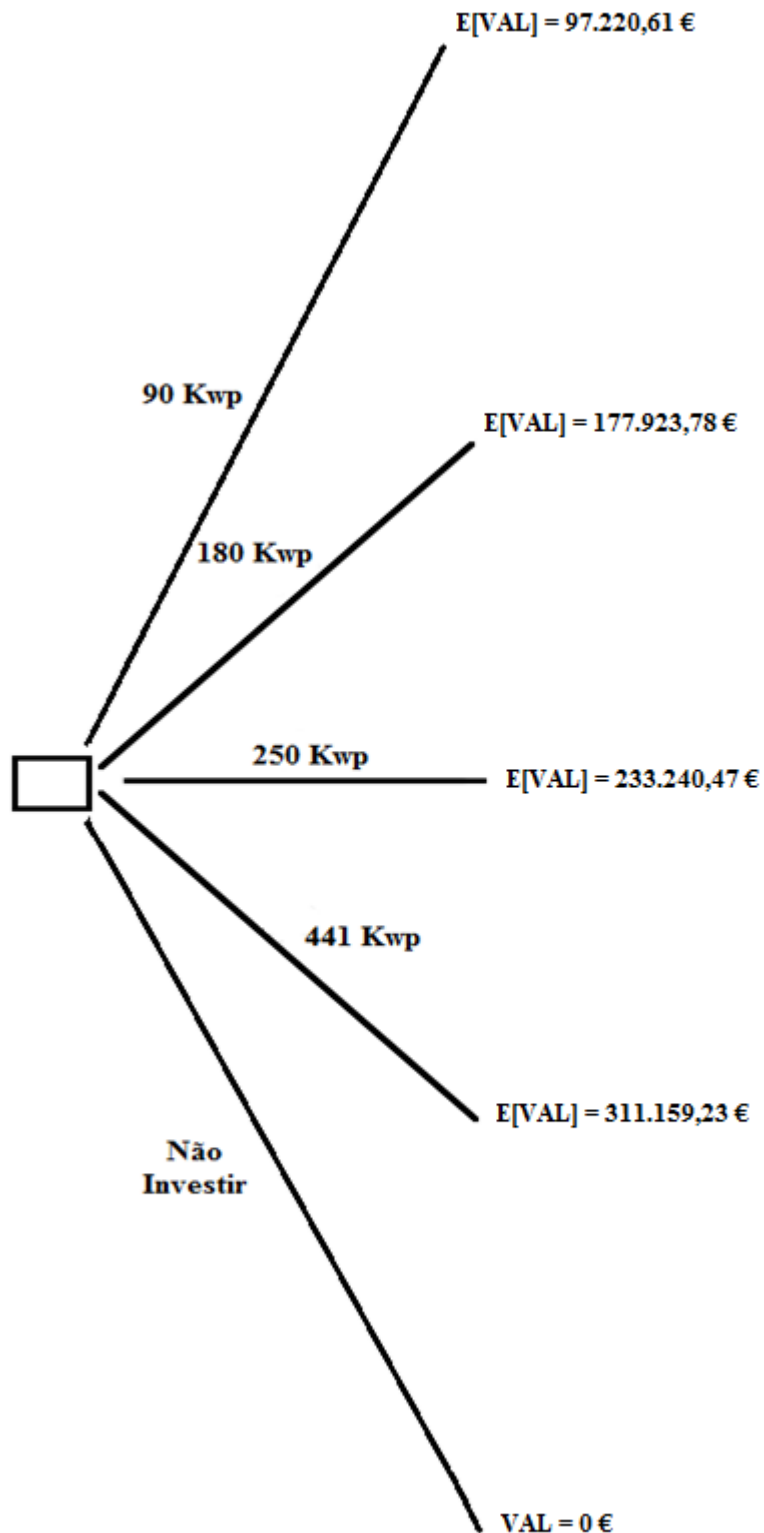
Analisando os resultados obtidos da árvore de decisão anterior, conclui-se, como era de esperar, que o VAL aumenta significativamente, com a redução do valor do investimento, em todos os cenários. Sendo assim, o diferimento do projeto seria uma alternativa a considerar. Ao incorporar a flexibilidade no sentido de “esperar para ver” permitiria, ao campus IPV, a oportunidade de esperar informações adicionais sobre os preços dos materiais e instalações dos painéis fotovoltaicos. O diferimento do projeto permite continuar com os direitos dos investimentos futuros, mas não com a obrigação de os executar, permitindo à instituição decidir investir quando o valor de investimento diminuísse.

Em seguida, para cada ramo da árvore do nó de decisão, calcula-se o valor esperado para o VAL, de acordo com as probabilidades consideradas.

- $E_{[VAL]/90 \text{ Kwp}} = (99.885,96 \times 0,8) + (86.559,24 \times 0,2) = 97.220,61$
- $E_{[VAL]/180 \text{ Kwp}} = (183.031,73 \times 0,8) + (157.492,00 \times 0,2) = 177.923,78$
- $E_{[VAL]/250 \text{ Kwp}} = (240.026,16 \times 0,8) + (206.097,72 \times 0,2) = 233.240,47$
- $E_{[VAL]/441 \text{ Kwp}} = (322.007,83 \times 0,8) + (267.764,83 \times 0,2) = 311.159,23$

Com os valores esperados calculados, pode refazer-se a árvore e visualizam-se os valores para cada ramo de decisão.

**Figura 4:** Árvore de decisão, do fator de investimento, com valores esperados.



Após a análise dos resultados da árvore de decisão, conclui-se que, em qualquer cenário, é melhor investir, pois conduzem a um VAL esperado positivo, isto é, apresentam viabilidade

económica. O investimento permite, pois, recuperar o investimento realizado, remunerar os capitais investidos e ainda gerar excedentes. Mas analisando os ramos da árvore isoladamente, observa-se que o cenário 441 Kwp seria o escolhido, por ser o cenário que apresenta maior VAL. No entanto, o cenário 441 Kwp apresenta demasiados excedentes injetados na rede, não sendo este o principal propósito deste projeto.

Para completar a análise, com outros indicadores como a TIR e o *Payback*, na hipótese de o investimento descer, observa-se, a partir da **Tabela 30**, que o cenário 441 Kwp é o menos favorável apesar de ser o cenário que apresenta maior VAL. Os restantes três cenários (90, 180 e 250 Kwp) são muito semelhantes nos valores da TIR e do *Payback*. A tomada de decisão deve incidir sobre o VAL. Sendo assim, o cenário a investir seria o de 250 Kwp, já que é o que apresenta o maior VAL, sendo a diferença significativa.

**Tabela 30:** Outros indicadores de análise.

	<b>90 Kwp</b>	<b>180 Kwp</b>	<b>250 Kwp</b>	<b>441 Kwp</b>
<b>TIR</b>	13,53%	13,47%	13,44%	12,46%
<b>Payback</b>	11,55	11,63	11,65	13,01

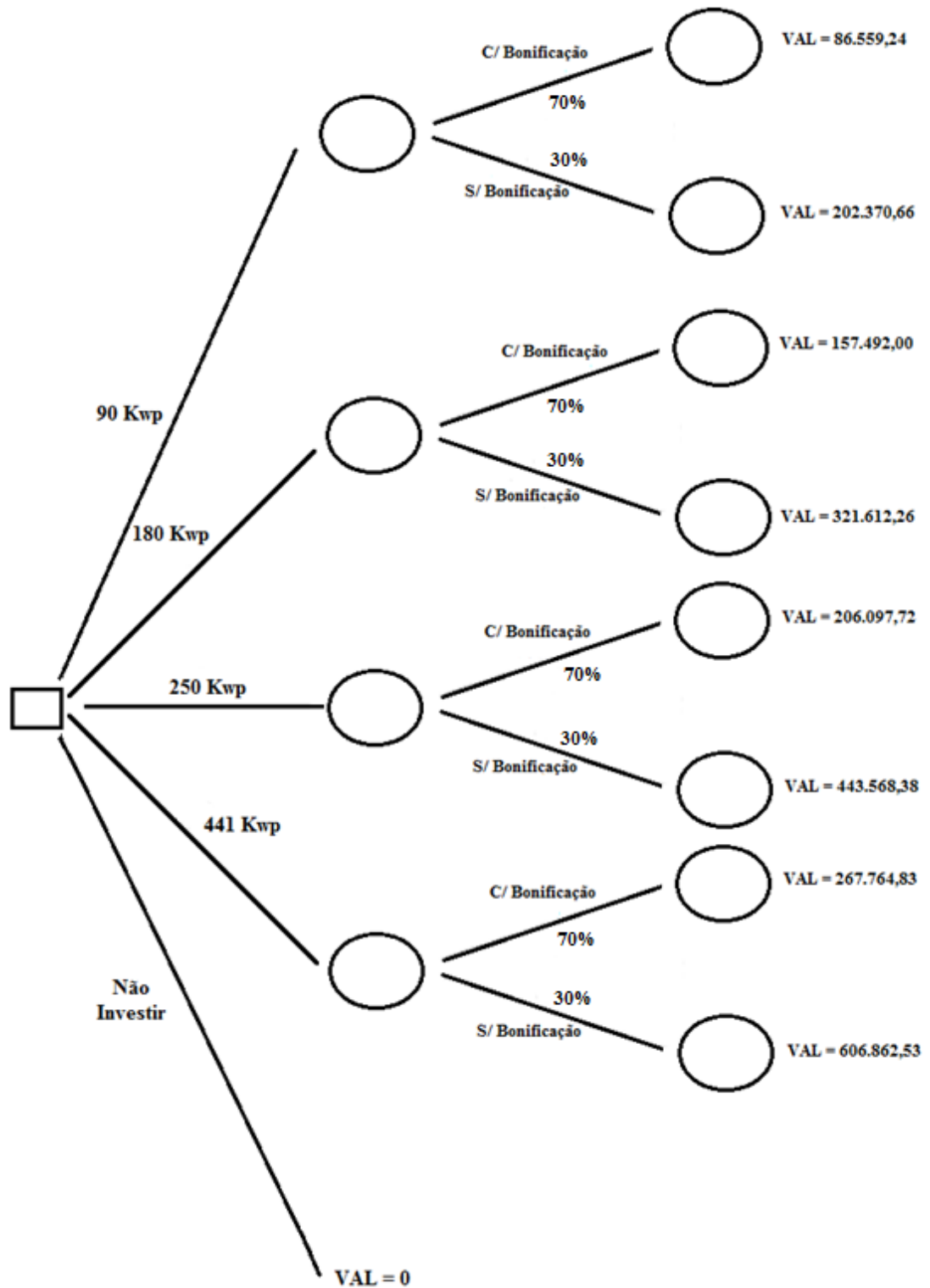
Após a análise da árvore de decisão tendo em conta os valores esperados dos cash-flows, conclui-se novamente que, a decisão de diferir o projeto seria uma alternativa a considerar.

A análise prossegue com a elaboração da árvore de decisão associada à segunda variável sujeita a fatores de incerteza que é a tarifa energética. O Campus IPV beneficia de valores relativamente baixos, quer na tarifa da eletricidade, quer na potência contratada em horas de ponta. Admite-se uma probabilidade de 30% de o Campus não usufruir dessa bonificação e suportar os preços definidos pela ERSE (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) (ERSE, 2015).

Tendo em conta os preços definidos pela ERSE, admite-se que, sem bonificação, a tarifa da energia ativa passaria a ser de 0,13021€/Kwh ao invés de 0,0756€/Kwh (tarifa com bonificação). No que respeita à potência tomada em horas de ponta, sem bonificação, o valor é de 0,3261€/Kwh e, com bonificação, é de 0,2337€/Kwh.

Os cálculos, para determinar o VAL sem bonificação, são semelhantes aos cálculos anteriores, já que apenas se alteram os valores da tarifa e da potência em horas de ponta.

**Figura 5:** Árvore de Decisão do fator de preço de eletricidade.



Neste caso, aplica-se, também, apenas uma decisão, a de investir ou não e, em caso de investimento, qual o cenário mais favorável. A decisão de não investir não gera nenhum *cash flow*, logo o VAL correspondente é nulo. Considerando a alternativa de investir e o Campus

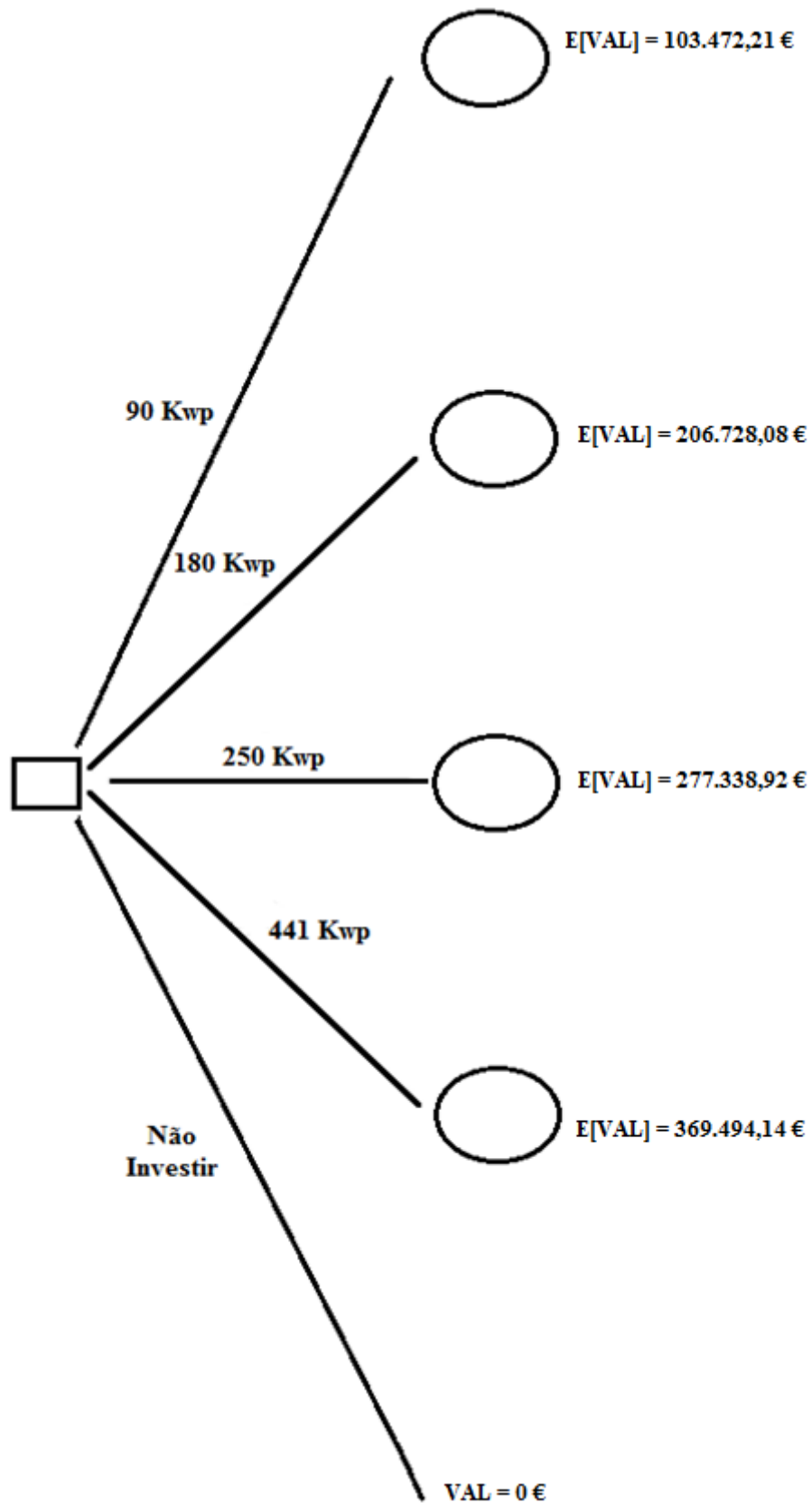
IPV usufrui da bonificação, o VAL mantém os valores obtidos na **Tabela 26**, para uma taxa de atualização de 6,573%. Quando o Campus IPV não usufrui da bonificação, obtém-se um VAL de 202.370,66€ para 90 Kwp, 321.612,26€ para 180 Kwp, 443.568,38€ para 250 Kwp e 606.862,53€ para 441 Kwp. Analisando os resultados obtidos na árvore anterior, constata-se que o VAL do projeto aumenta significativamente, dado que o aumento do valor da tarifa energética incrementa a economia proveniente da produção para autoconsumo. O Campus usufrui de tarifas muito bonificadas, pelo que, na ausência de bonificação, o interesse de instalar um sistema FV seria maior, como revelam os resultados dos nós da árvore de decisão utilizada.

Em seguida, para cada ramo da árvore do nó de decisão, calcula-se o valor esperado para o VAL, de acordo com as probabilidades consideradas.

- $E_{[VAL]/90 \text{ Kwp}} = (142.935,82 \times 0,3) + (86.559,24 \times 0,7) = 103.472,21$
- $E_{[VAL]/180 \text{ Kwp}} = (321.612,26 \times 0,3) + (157.492,00 \times 0,7) = 206.728,08$
- $E_{[VAL]/250 \text{ Kwp}} = (443.568,38 \times 0,3) + (206.097,72 \times 0,7) = 277.338,92$
- $E_{[VAL]/441 \text{ Kwp}} = (606.862,53 \times 0,3) + (267.764,83 \times 0,7) = 369.494,14$

A seguir apresenta-se árvore e visualizam-se os valores para cada ramo de decisão.

**Figura 6:** Árvore de decisão, do fator do preço de eletricidade, com valores esperados.



Na análise dos resultados da árvore de decisão anterior, conclui-se que, em qualquer cenário, é melhor investir, pois conduzem a um VAL esperado positivo, isto é, apresentam viabilidade económica. Mas analisando os ramos da árvore isoladamente, os resultados apontam o cenário dos 441 Kw como o mais favorável. No entanto, e como já referido, este cenário apresenta muitos excedentes, não sendo esse o propósito da instalação fotovoltaica.

Com a análise de outros indicadores, como a TIR e o *Payback*, e considerando a ausência de bonificação, observa-se que o cenário 90 Kwp é o menos favorável e o cenário 250 Kwp o mais favorável, como se pode observar na **Tabela 31**. Analisando o VAL e os restantes indicadores, considera-se que o melhor cenário para investir seria o cenário de 250 Kwp, já que é o cenário que revela o maior valor esperado para o VAL (excluindo o cenário de 441 Kwp).

**Tabela 31:** Outros indicadores de análise.

	<b>90 Kwp</b>	<b>180 Kwp</b>	<b>250 Kwp</b>	<b>441 Kwp</b>
<b>TIR</b>	15,09%	17,03%	17,47%	16,12%
<b>Payback</b>	9,96	8,33	8,06	9,01

Perante a análise das duas árvores de decisão, conclui-se que a decisão de investir recairia numa potência ótima de 250 Kwp. Com o decréscimo dos custos dos painéis fotovoltaicos e dos equipamentos necessários, a melhor decisão seria optar pelo diferimento do investimento. E, havendo ausência de bonificação, o interesse em instalar um sistema FV aumenta.

### 5.6 Análise de Resultados

A instalação de uma UPAC permite, não só a redução dos encargos com a energia elétrica consumida numa instalação, mas também a redução com a potência tomada em horas de ponta. Para que essa economia possa ser determinada, é necessária a determinação dos encargos com esses termos na ausência e na presença da UPAC na instalação em análise. No caso estudo analisado, verificou-se um importante decréscimo no consumo da energia elétrica à rede, e quanto maior a capacidade de produção instalada, maior essa redução se verifica.

Segundo os pressupostos atuais do regime conferido pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, a realização do investimento na UPAC, para o Campus IPV, afigura-se como economicamente viável, nos quatro cenários em análise. O motivo para tal resulta do facto de a rentabilidade económica do investimento na UPAC proposta, conferida a poupança na fatura de eletricidade

e a remuneração da eletricidade excedente, compensar o elevado montante de investimento inicial.

Na análise ao VAL, conclui-se que todos os cenários apresentam viabilidade económica, pois o investimento é recuperado, e geram-se excedentes. Pode-se concluir, ainda, que, quanto maior a capacidade produtiva, maior é o valor do VAL, isto é, analisando apenas o VAL, o cenário de 441 Kwp seria o mais favorável por apresentar um VAL superior.

Indicadores relativos, como a TIR, originam valores semelhantes em todos os cenários. Isto dever-se-á ao facto de todas as medidas utilizadas estarem em função dos Kwh: investimento, custos O&M, custos da eletricidade paga à rede, economias geradas, receitas com o excedente vendido à rede. Desta forma, ao variar o cenário, varia a potência instalada, mas como os valores unitários são semelhantes, quando se converte tudo num valor relativo, como a TIR, acabamos por ter grande proximidade nos valores.

O *Payback*, apresenta, também, valores semelhantes, concluindo-se que o projeto é economicamente viável, visto que, em média e em todos os cenários, o capital investido é recuperado na totalidade ao 14º ano.

O cenário 441 Kwp, apesar de apresentar um VAL maior, é o que demora mais tempo a recuperar o investimento (*payback* maior) e o que tem um valor mais baixo da TIR. O cenário de 441 Kwp apresenta um VAL superior, pois existem excedentes significativos injetados na rede, não sendo este o principal propósito deste projeto. O objetivo do autoconsumo é satisfazer as necessidades energéticas, ganhando um custo de oportunidade e não um rendimento através da venda de excedente, já que o preço de venda, por Kwh, é muito baixo.

Entre as diferentes metodologias apresentadas, o VAL é a metodologia mais robusta, pelo que quando há conflitos na tomada de decisão entre o VAL e a TIR, o VAL deve prevalecer. Assim, e excluindo o cenário dos 441 Kwp, a decisão sobre o melhor cenário de investimento recai sobre o cenário 250 Kwp, já que segundo é o que apresenta maior VAL, sendo a diferença significativa. Os outros indicadores, TIR e *payback*, são muito semelhantes nos 3 cenários

Para uma observação mais completa efetuou-se uma análise de sensibilidade, fazendo variações sobre a taxa de atualização. Segundo os métodos tradicionais utilizados para a análise, verifica-se que o projeto continua a ser rentável, independentemente das taxas de atualização. Mas, como esperado, um aumento da taxa de atualização diminui o VAL. É importante estimar corretamente a taxa que atualiza os cash-flows do projeto. No entanto, esta pode ser uma tarefa difícil, quando os projetos têm associada uma elevada incerteza.

É neste contexto que está inserida a teoria de opções aplicada a projetos de investimento. A análise pelo *cash-flows* atualizados pode, em muitos casos, subestimar o valor de um projeto porque não consegue capturar adequadamente os benefícios da flexibilidade operacional.

Para considerar a flexibilidade operacional, recorreu-se a uma árvore de decisão, em que cada cenário pode ser visto como uma opção real de investimento. As árvores de decisão modelam decisões sequenciais de investimento sujeito a incerteza e, neste caso, foram consideradas duas fontes de incerteza: o valor do investimento de um sistema FV e o valor de eletricidade pago à rede.

Como se pôde perceber, a inclusão das opções presentes no projeto aumentou o seu valor esperado em cerca de 12% a 16%, se comparada à análise tradicional, considerando-se a possibilidade do investimento reduzir. Já no caso do valor pago à eletricidade, o valor esperado teve um aumento de 19% a 38% comparativamente com análise tradicional.

Tal análise vem corroborar o que tem sido mencionado pela literatura da teoria das opções reais, ou seja, a análise dos investimentos feita pela forma tradicional não inclui o valor acrescentado que a flexibilidade pode trazer na avaliação dos projetos. Tal facto ocorre porque a análise tradicional é realizada como se todas as decisões tivessem de ser tomadas no início do projeto, o que naturalmente é uma falsa hipótese. A análise ao fator de incerteza sobre o investimento apresenta um VAL esperado maior, concluindo que o diferimento do projeto seria uma alternativa a considerar. No que respeita ao fator de incerteza sobre a tarifa de eletricidade, também apresenta um VAL esperado maior. Portanto, na ausência de bonificação, o interesse de instalar um sistema FV seria ainda maior.

Através do estudo apresentado, é possível verificar que, nas situações em que tanto a incerteza como as decisões dos gestores são importantes ao longo da vida do projeto. Conforme afirma Trigeorgis (1993a), Paddock, Siegel, e Smith (1988), a análise tradicional não consegue avaliar todas as fontes de incerteza de um investimento, conforme afirma Trigeorgis (1993a), Siegel, Smith e Paddock (1987), ao não adicionar o valor da flexibilidade, esta tende a subestimar o valor do projeto.

Uma vez que as opções reais consideram o valor da incerteza e da flexibilidade, o valor de um projeto de investimento, com recurso às opções reais, deverá apresentar um valor superior ao VAL tradicional.

## Conclusões

O paradigma energético atual é caracterizado por uma enorme dependência de combustíveis fósseis para obtenção de energia. Para além da escassez desses recursos, a sua utilização em larga escala tem graves consequências para o meio ambiente. A utilização de fontes de energia renováveis constitui uma condição necessária ao desenvolvimento sustentável e um instrumento imprescindível para diminuir o impacto ambiental das emissões de carbono.

Relativamente à situação portuguesa, no que à produção fotovoltaica diz respeito, constata-se que, tendo em conta as excelentes condições solares de que dispõe, seria expectável uma maior aposta neste setor. Comparando as condições solares de Portugal com um país como a Alemanha, por exemplo, esta possui um valor muito superior de potência fotovoltaica instalada, mesmo não beneficiando de condições solares tão boas como Portugal. No entanto tem havido um incentivo para alterar este cenário. Em 2014, foi publicada legislação sobre autoconsumo, estimulando a produção de energia elétrica para consumo próprio, como substituta da adquirida à rede.

A nova legislação relativa ao autoconsumo permite que seja produzida energia elétrica para consumo na própria instalação e que a eletricidade em falta ou em excesso seja, respetivamente, comprada ou vendida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). No caso do autoconsumo, o autoconsumo pode ser muito interessante, principalmente para empresas cujo o horário de trabalho permita aproveitar toda a energia produzida pela instalação fotovoltaica. Isto é importante porque a injeção do excedente na rede é remunerada a um valor muito baixo, não compensando, portanto, produzir em excesso para injetar na rede.

O objetivo principal desta dissertação foi determinar a viabilidade económica de um sistema solar fotovoltaico para produção para autoconsumo, no Campus Politécnico do Instituto Politécnico de Viseu, Portugal, tendo em conta o enquadramento legal atual.

A maioria das decisões sobre investimentos é tomada em ambientes incertos, portanto, torna-se essencial os investidores acompanharem a evolução do mercado através de consequentes mudanças nos planos de investimento. A incerteza e a necessidade de adaptar o plano de ação do projeto à medida que novas informações possam chegar – flexibilidade operacional - são fatores determinantes na análise de projetos de investimento em novas tecnologias, nomeadamente os relacionados com a energia solar. Neste quadro, esta dissertação teve como principal objetivo avaliar, com o recurso às opções reais utilizando as árvores de decisão, o projeto de investimento em painéis fotovoltaicos, aferindo a importância deste investimento, a sua autossustentabilidade em termos energéticos e como pode contribuir para as receitas da ESTGV.

Existem várias metodologias para avaliar projetos de investimento, permitindo avaliar a sua atratividade. Das medidas tradicionais a que melhor avalia o valor do projeto é o VAL, na medida em que permite medir diretamente o valor criado.

No entanto, as metodologias tradicionais têm sido objeto de algumas críticas, na medida em que admitem um plano de ação fixo e estático ao longo da vida do projeto. O estudo efetuado neste trabalho teve, como referencial teórico, os problemas originados por estas metodologias tradicionais, nomeadamente o facto de não incorporarem, na sua avaliação, a incerteza e a flexibilidade operacional. Outras críticas assumem que as medidas baseadas na atualização de *cash-flows* são importantes, mas incompletas. A metodologia das opções reais surge como alternativa promissora, na medida em que as suas técnicas procuram integrar as fontes de incerteza e a possibilidade de alterar o plano de ação.

Existem vários modelos e técnicas de opções reais, nomeadamente as árvores de decisão. Em geral, as árvores de decisão permitem modelar sequências de decisões perante acontecimentos incertos. Para as diferentes sequências, é calculado o valor esperado do projeto, o que permite selecionar a melhor combinação de decisões.

No caso em estudo, a UPAC é constituída por um sistema fotovoltaico, utilizando o sol como fonte renovável de energia. Este estudo decorre da necessidade de identificar fontes alternativas de produção de energia que permitam fazer face aos elevados consumos no Campus IPV. Para aferir da viabilidade económica de uma instalação com estas características, foram

considerados quatro cenários de investimento (90, 180, 250 e 441 Kwp) para a potência de ligação desse sistema, e recorreu-se a diferentes metodologias de avaliação.

Para fazer a avaliação económica de cada cenário, recorreu-se, em primeiro lugar, a métricas tradicionais de avaliação de investimentos (VAL e TIR). Outra medida importante analisada foi o número de anos necessário para recuperar o investimento (*payback*). Posteriormente realizou-se uma análise de sensibilidade, considerando algumas variações na taxa de atualização.

Na análise ao VAL, concluiu-se que todos os cenários (90, 180, 250 e 441 Kwp) apresentam viabilidade económica, pois permitem recuperar o investimento, remunerar o capital investido e ainda gerar um excedente. Pode-se concluir, ainda, que, quanto maior a capacidade produtiva, maior é o VAL, isto é, analisando apenas o VAL, o cenário de 441 Kwp seria o mais favorável por apresentar um valor superior. No entanto, não foi o escolhido por apresentar excedentes elevados de energia não consumida. O objetivo da produção para autoconsumo é satisfazer as necessidades energéticas, e não a obtenção de rendimento através da venda de excedente, na medida em que o preço de venda, por Kwh, é muito baixo.

Excluindo o cenário dos 441 Kwp, a escolha recaiu sobre o cenário 250 Kwp, já que é o que apresenta maior VAL. Os valores da TIR e do *payback* deste cenário são muito semelhante aos cenários 90 Kwp e 180 Kwp.

Numa primeira fase, a seleção do melhor cenário de investimento foi feita recorrendo apenas a medidas tradicionais de investimento, existindo a dificuldade de estimar, de forma correta, a taxa de atualização. A taxa de atualização foi calculada com base no CAPM, considerando-se que o projeto é financiado exclusivamente por capitais próprios. De acordo com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos a taxa de atualização, sem inflação, assume um valor de 6,573%.

Os *cash-flows* são atualizados com uma taxa que deve refletir o risco percebido do projeto, pelo que estimar o seu valor constitui uma tarefa difícil, especialmente quando os projetos têm associada uma elevada incerteza (Yeo e Qiu, 2003). Assim, a determinação da taxa de atualização está sujeita a alguma subjetividade, nomeadamente, quando diferentes perfis de risco podem conduzir a diferentes expectativas de rentabilidade.

Neste sentido, e para avaliar o impacto da taxa de atualização no VAL esperado, para cada cenário, realizaram-se variações sobre a taxa de atualização de referência. Como esperado, um aumento da taxa de atualização diminui o VAL. Dessa forma, pode-se perceber que, neste projeto, a metodologia tradicional pode subestimar a riqueza gerada pelo projeto.

Com o propósito de contornar alguns dos inconvenientes da metodologia tradicional, as opções reais surgem como alternativa para complementar os métodos tradicionais, através da incorporação de fatores de risco e incerteza presentes nos contextos atuais das empresas.

Os cenários de investimento e o não investimento podem ser vistos como opções reais, que são direitos, mas não obrigações, de empreender determinadas ações no futuro. As diferentes opções de investimento representam a flexibilidade operacional presente neste estudo, isto é, representam a capacidade de adaptar o investimento às condições verificadas. A incorporação das diferentes opções e das decisões sequenciais realizou-se com recurso a árvores de decisão (Fialho, 2013). É de referir, também, que se considerou apenas duas fontes de incerteza, neste caso, associada ao investimento e ao valor de eletricidade pago à rede.

Os elevados custos de investimento com os sistemas fotovoltaicos têm sido acompanhados, em vários países, pela atribuição de tarifas bonificadas para a remuneração da energia elétrica vendida à rede. Com o decréscimo dos custos dos módulos fotovoltaicos e dos equipamentos necessários, as referidas remunerações (que dispunham o principal objetivo de rentabilizar os respetivos investimentos iniciais) têm vindo, igualmente, a sofrer reduções graduais.

Acompanhando a descida dos preços dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos, admitiu-se que há uma probabilidade de 80% do valor do investimento reduzir 10%, e 20 % de probabilidade do investimento manter o seu valor. No que respeita ao valor de eletricidade pago à rede, o Campus beneficia de valores relativamente muito baixos, quer na tarifa da eletricidade, quer na potência contratada em horas de ponta. Admitiu-se uma probabilidade de 30% de o Campus não usufruir dessa bonificação e suportar os preços definidos pela ERSE.

No primeiro fator de incerteza, o valor do investimento, conclui-se que o VAL aumenta, significativamente, com a redução do valor do investimento. Existindo uma elevada probabilidade de o investimento descer, pode-se afirmar que a decisão de diferir o projeto seria uma alternativa a considerar. Incorporar a flexibilidade no sentido de “esperar para ver” permitiria, ao campus IPV, a oportunidade de esperar informações adicionais sobre os preços dos materiais e instalações dos painéis fotovoltaicos.

A principal conclusão neste fator de incerteza é que, tradicionalmente, as empresas ao investir com VAL positivo não estão a considerar o momento certo de investir. As decisões de investimento, baseadas no VAL, são vistas como um “agora ou nunca”, sem a possibilidade de as adiar. Neste caso o VAL não proporciona a decisão correta sempre que a melhor decisão for adiar o investimento.

A opção de adiar/esperar permite ao investidor escolher, dentro de um determinado período de tempo, o momento mais adequado para implementar o projeto. Deste modo, o valor final do projeto, tendo presente a flexibilidade operacional, é sempre igual ou superior ao valor final obtido pelo VAL. Esta análise permite concluir, como referido na literatura, que a abordagem do VAL é incompleta.

No que respeita ao segundo fator de incerteza, a tarifa paga à rede, conclui-se que um incremento da tarifa aumenta o valor do VAL. Como a produção da energia para autoconsumo é significativa (havendo momentos com excedente), o aumento da tarifa implica que os custos de oportunidade aumentem e, por conseguinte, o sistema fotovoltaico torna-se mais rentável. Uma das conclusões mais importantes neste fator de incerteza é que, perante uma UPAC, se no regime de tarifas bonificadas não havia dúvidas de que o investimento era viável, em regime de tarifas sem bonificação, o retorno esperado é muito maior. Através das análises económicas realizadas foi possível perceber que, no regime de produção para autoconsumo, com tarifas sem bonificação, consegue-se uma maior rentabilidade do investimento.

Portanto, na ausência de bonificação, o interesse de instalar um sistema FV seria ainda maior, como revelam os resultados obtidos nos nós da árvore de decisão utilizada.

A aplicação das opções reais, conduzida neste estudo, ajudou a perceber que, em situações de incerteza, esta metodologia é relevante na decisão de investir. É possível ter uma avaliação complementar em relação à aplicação de metodologias tradicionais.

No entanto, com a realização deste estudo, foi possível identificar algumas limitações na utilização das árvores de decisão: o *timing* e a dimensão das árvores de decisão.

O impacto do tempo nem sempre pode ser quantificado no valor económico do projeto, e muitas vezes, é um elemento importante: adiar ou atrasar um projeto pode permitir que um concorrente estabeleça uma posição mais vantajosa no mercado, pode conduzir a uma degradação na relação com clientes, ou pode impedir a empresa de aproveitar oportunidades que venham a surgir.

A dimensão das árvores de decisão cresce de forma exponencial com o número de opções e de situações de incerteza. Assim, existe a possibilidade de as árvores se tornarem muito grandes, levando muito tempo a serem construídas e avaliadas, e podendo mesmo tornar-se impraticável.

A avaliação económica, com a abordagem tradicional e com a aplicação da teoria das opções reais, traduziu-se numa mais-valia fundamental para justificar a rentabilidade na aposta em energias renováveis.

Acredita-se que os resultados desta investigação poderão contribuir para a redução de despesas em eletricidade face aos elevados consumos no Campus IPV. Permite, também, apoiar a transição para uma economia com baixas emissões de carbono, proteger o ambiente e promover a eficiência na utilização dos recursos.

Face às conclusões apresentadas, deve ser desenvolvida investigação adicional para aferir a viabilidade económica deste projeto, analisando melhor o valor da opção de adiar no sentido de perceber qual será o melhor momento de investir.

Neste âmbito, outras análises podem ser de grande utilidade prática. Torna-se necessário avaliar este projeto considerando outras investigações que se afiguram como extensões particularmente promissoras da globalidade do trabalho aqui apresentado. Como suprarreferido, este trabalho focou-se em instrumentos de tempo discreto. No entanto, para além das árvores de decisão, era interessante uma análise por outras metodologias de opções reais, quer utilizando tempo discreto, quer utilizando tempo contínuo. O objetivo seria comparar os resultados das diferentes abordagens de avaliação de projetos de investimentos.

Por fim seria interessante aferir a viabilidade financeira deste projeto, que permite determinar a existência de equilíbrio financeiro pelos fluxos financeiros gerados no futuro. Nesta dissertação considerou-se que o projeto é financiado exclusivamente por capitais próprios; poder-se-á pensar numa análise em que o projeto é financiado por capitais alheios, tendo presente que será um financiamento a médio ou longo prazo.

Existem diversas oportunidades para um financiamento através dos capitais alheios: a) empréstimo bancário a médio/longo prazo, isto é, através de uma linha de crédito destinada ao investimento do capital fixo, a prazo e plano de reembolso; b) leasing, que se define como uma operação de financiamento através da qual uma das partes cede a outra o direito de utilização de um determinado bem móvel durante um período de tempo e c) investidores privados, que consiste em investidores individuais que investem, diretamente ou através de sociedades veículo, num projeto de investimento com potencial de crescimento.

O maior interesse deste trabalho será vê-lo aplicado no Campus IPV. Esta abordagem foi construída a pensar no Campus IPV, com o principal objetivo reduzir as despesas em eletricidade e contribuir para uma economia com baixas emissões de carbono, protegendo o ambiente.

A realização deste trabalho permitiu retirar conclusões interessantes sobre a realidade atual do setor fotovoltaico. Entretanto, o facto de a tese ser desenvolvida em ambiente empresarial contribuiu para uma melhor perceção do mundo real de trabalho, assim como para adquirir conhecimentos importantes em temas num possível futuro profissional.



## REFERÊNCIAS

- Abel, A. B., Dixit, A. K., Eberly, J. C., & Pindyck, R. S. (1996). Options, the value of capital, and investment. *Quarterly Journal of Economics*, *111*, 753–777.
- Abel, A. B., & Eberly, J. C. (1994). A unified model of investment under uncertainty. *American Economic Review*, *84*(1), 1369–1384.
- Amram, M., Kulatilaka, N., & Henderson, J. C. (1999). *Managing Business Risk by IT Investment: The Real Options View*. HBS Press.
- Apergis, N., & Danuletiu, D. C. (2014). Renewable Energy and Economic Growth: Evidence from the Sign of Panel Long-Run Causality. *International Journal of Energy Economics and Policy*, *4*(4), 578–587.
- APREN. (2014). Associação de Energias Renováveis. Obtido 20 de Fevereiro de 2017, de <http://www.apren.pt/pt/>
- APREN. (2015). Boletim das Energias Renováveis. Obtido 18 de Março de 2017, de [http://www.apren.pt/fotos/editor2/boletim\\_das\\_energias\\_dezembro\\_2015.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/boletim_das_energias_dezembro_2015.pdf)
- APREN, & Quercus. (2015). Portugal atingiu valor recorde do século na produção de eletricidade renovável e de emissões de CO2 evitadas (13 Mton). Obtido 9 de Outubro de 2015, de [http://www.apren.pt/fotos/editor2/2015\\_comunicado\\_quercus\\_e\\_apren.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/2015_comunicado_quercus_e_apren.pdf)
- Arnold, T., & Shockley, R. L. (2003). Real options, corporate finance and the foundations of value maximization. *Journal of Applied Corporate Finance*, *2*(15), 82–88.
- Arrow, K. J. (1968). Optimal Capital Policy with Irreversible Investment. *OFFICE OF NAVAL RESEARCH*, (146), 1-29.
- Baker, H. K., Dutta, S., & Saadi, S. (2011). Management Views on Real Options in Capital Budgeting. *Journal of Applied Finance*, *21*(1), 18–29.

- Baozhu, S., & Shiliang, X. (2011). Application of Real Option Approach to Investment Decision-making of Building Projects. *MSIE 2011*, 708–711.
- Bargh, J. A., & Ferguson, M. J. (2000). Beyond Behaviorism: On the Automaticity of Higher Mental Processes. *Psychological Bulletin*, 126(6), 925–945.
- Bernanke, B. S. (1980, Julho). Irreversibility, uncertainty, and cyclical investment. *National Bureau of Economic Research*.
- Berry, B., Erdogan, G., & Triguaim, D. (1995). Rule Induction for Financial Modeliing and Model Interpretation. *Proceedings of the 28th annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 177–186.
- Bertola, G., & Caballero, R. J. (1994). Irreversibility and Aggregate Investment. *Review of Economi*, 62, 223–246.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *The Journal of Political Economy*, 81(3), 637–654.
- Bloom, N., Bond, S., & Reenen, J. V. (2007). Uncertainty and Investment Dynamics. *Review of Economic Studies*, 74(2), 391–415.
- Bowman, E. H., & Moskowitz, G. T. (2001). Real Options Analysis and Strategic Decision Making. *INFORMS*, 12(6), 772–777.
- Boyle, P. P. (1977). Option: A Monte Carlo Approach. *Journal of Financial Economics*, 4, 323–338.
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2006). *Princípios de Finanças Empresariais* (8/e). Editora McGraw-Hill.
- Carr, P. (1988). The Valuation of Sequential Exchange Opportunities,. *The Journal of Finance*, 45(5), 1235–1256.
- Cebola, A. (2011). *Projectos de Investimento de PME*. Lisboa: Edeções Silabo.

## REFERÊNCIAS

Copeland, T. E. (2002). What Do Practitioners Wants? *Journal of Applied Finance*, 12(5), 5–12.

Copeland, T., & Antikarov, V. (2003). *Real Options - A Practitioner's Guide*. New York: Texere.

Copeland, T., Koller, T., & Murrin, J. (2000). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies* (3ª, Vol. McKinsey & Company). New York: John Wiley.

Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7, 229–263.

Coy, P. (1999). Exploiting uncertainty: The «real options» revolution in decision making. *Bus. Week*, 7, 118–124.

Damodaran, A. (2000). The promise of real options. *Journal of Applied Corporate Finance*, 13(2), 29–44.

Dec. Lei nº 20/81 de 28 de Janeiro, Pub. L. No. 23 (1981).

Dec. Lei nº 34/2011, Pub. L. No. 47 (2011).

Dec. Lei nº 118-A/2010, Pub. L. No. 207 (2010).

Dec. Lei nº 189/88, Pub. L. No. 123 (1988).

Decreto-lei nº 153/2014, Pub. L. No. 202 (2014).

Deloitte Consultores SA, & APREN. (2014). Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal. Obtido 20 de Fevereiro de 2017, de [http://www.peprobe.com/w-content/uploads/2014/10/impacto\\_fer\\_\\_relatorio\\_final\\_20140925.pdf](http://www.peprobe.com/w-content/uploads/2014/10/impacto_fer__relatorio_final_20140925.pdf)

DGEG. (2016). DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia. Obtido 18 de Março de 2017, de <http://www.dgeg.pt/>

- DGEG, & APREN. (2015). Renováveis - Estatísticas Rápidas. Obtido 18 de Março de 2017, de [http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/7\\_estatisticasrapidas\\_renovaveis\\_2015\\_julho\\_1444302269.pdf](http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/7_estatisticasrapidas_renovaveis_2015_julho_1444302269.pdf)
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. New Jersey: Princeton University Press.
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1995). *The Options Approach to Capital Investment*. Harvard Business Review, 1-13.
- Edeki, S. O., Ugbebor, O. O., & Owoloko, E. A. (2015). Analytical Solutions of the Black–Scholes Pricing Model for European Option Valuation via a Projected Differential Transformation Method. *Entropy*, 17, 7510–7521.
- EDP. (2011). Manual ligações à rede à rede eléctrica do serviço público - guia técnico e logístico de boas práticas. Obtido 1 de Março de 2016, de [https://www.edpdistribuicao.pt/pt/infocenter/noticias/2011/EDP%20Documents/EDP%20D\\_Manual%20Liga%C3%A7%C3%B5es%20C3%A0%20Rede\\_3%C2%AAedi%C3%A7%C3%A3o\\_web.pdf](https://www.edpdistribuicao.pt/pt/infocenter/noticias/2011/EDP%20Documents/EDP%20D_Manual%20Liga%C3%A7%C3%B5es%20C3%A0%20Rede_3%C2%AAedi%C3%A7%C3%A3o_web.pdf)
- EDP. (2016). Energias de Portugal. Obtido 20 de Fevereiro de 2017, de <http://www.edp.pt/pt/Pages/homepage.aspx>
- Elettra, A., & Rossella, A. (2003). A generalization of the Geske formula for compound options. *Mathematical Social Sciences*, 45, 75–82.
- Energias Renováveis. (2015). Energias Renováveis. Obtido 21 de Dezembro de 2015, de <http://www.energiasrenovaveis.com/>
- ERSE. (2014, Dezembro). Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- ERSE. (2015, Dezembro 15). Portal ERSE - Preços de Eletricidade em 2016. Obtido 19 de Março de 2017, de <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/precosdeelectricidade/Paginas/default.aspx>

## REFERÊNCIAS

- Eurostat. (2016). Home - Eurostat. Obtido 26 de Março de 2017, de <http://ec.europa.eu/eurostat>
- Fernandes, B., Cunha, J., & Ferreira, P. (2011). The use of real options approach in energy sector investments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 4491–4497.
- Ferreira, D. (2009). *Opções Financeiras - Gestão de Risco, Especulação e Arbitragem* (2ª Edição). Lisboa: Sílabo, Lda.
- FF Solar. (2016). FF Solar - Energias Renováveis. Obtido 18 de Março de 2017, de <http://www.ffiolar.com/>
- Fialho, J. R. S. (2013). *Avaliação de Projetos de Investigação e Desenvolvimento na área de Telecomunicações*. Faculdade de Economia Universidade de Coimbra, Coimbra.
- Franco, E., Monteiro, N., & Machado, L. M. (2015). Autoconsumo fotovoltaico – exemplo de dimensionamento e estudo económico. *Renováveismagazine*, 1–13.
- Fuss, C., & Vermeulen, P. (2004, Abril). Firms' investment decisions in response to demand and price uncertainty. Obtido de <https://www.ecb.europa.eu/pub/pdf/scpwps/ecbwp347.pdf?b4862dc1a80072f96dfa5c2544241903>
- Geske, R. (1979). The valuation of compound options. *Journal of Financial Economics*, 7, 63–81.
- Governo de Portugal. (2014). Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída. Obtido 20 de Fevereiro de 2017, de <http://news.secartys.org/doc/Ester/Ohp%20-%20Erpd%20Presentation%20.pdf>
- Grenadier, S. R., & Wang, N. (2005). Investment Timing, Agency and Information. *Journal of Financial Economics*, 75, 493–533.
- Harmantzis, F. C., & Tangutur, V. P. (2007). Investment decisions in the wireless industry applying real options. *Telecommunications Policy*, 31(2), 107–123.

- Ho, S.-H., & Liao, S.-H. (2011). A fuzzy real option approach for investment project valuation. *Expert Systems with Applications*, (38), 15296–15302.  
<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2011.06.010>
- Huisman, K., Kort, P. M., Pawlina, G., & Thijssen, J. (2004). Strategic investment under uncertainty: Merging real options with game theory. *Center Discussion Paper*, 6, 1–21.
- IAS. International Financial Reporting Standard 7 (1992).
- IAS. International Financial Reporting Standard 8 (1993).
- Ingersoll, J. E. (1977). A Contingent-Claims Valuation of Convertible Bonds and the Optimal Policies for Call and Conversion. *Journal of Financial Economics*, 4, 289–322.
- Karami, M., & Farsani, F. A. (2011). Real Option Method and Escalation of Commitment in the Evaluation of Investment Projects. *American Journal of Economics and Business Administration*, 3, 473–478.
- Keane, M. P., & Wolpin, K. I. (1994). The Solution and Estimation of Discrete Choice Dynamic Programming Models by Simulation and Interpolation: Monte Carlo Evidence. *Research Department Staff Report*, 181, 1–74.
- Kemna, A. (1993). Case Studies on Real Options. *Financial Management*, 22, 259.
- Kester, W. C. (1984). Today's Options for Tomorrow's Growth. *Harvard Business Review*, 62(2), 153–160.
- Kester, W. C. (1993). *Turning Growth Options into Real Assets - Capital Budgeting under Uncertainty: Advances and New Perspectives*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- Knight, F. H. (1921). Risk, uncertainty and profit. *Boston: Houghton Mifflin*.
- Kogut, B., & Kulatilaka, N. (2001). Capabilities as Real Options. *Organization Science*, 12(6), 744–758.

## REFERÊNCIAS

Kulatilaka, N., & Marcus, A. J. (1992). Project valuation under uncertainty: When does DCF fail? *Journal of Applied Corporate Finance*, 5(3), 92–100.

Kumbaroglu, G., Madlener, R., & Demirel, M. (2008). A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. *Energy Economics*, 4(30), 1882–1908.

Lee, C. J. (1988). Capital Budgeting under Uncertainty: The Issue of Optimal Timing. *Journal of Business Finance & Account*, 15(2), 155–168.

Lee, C.-F., Tzeng, G.-H., & Wang, S.-Y. (2005). A new application of fuzzy set theory to the Black–Scholes option pricing model. *Expert Systems with Applications*, 29, 330–342.

Leland, H. E. (1985). Option pricing and replication with transactions costs. *J. Finance*, 40(5), 1283–1301.

LNEG. (2016). Laboratório Nacional de Energia e Geologia. Obtido 18 de Março de 2017, de <http://www.lneg.pt/>

Longstaff, F. A., & Schwartz, E. S. (2001). Valuing American Options by Simulation: A Simple Least-Squares Approach. *The Review of Financial Studies*, 14(1), 113–147.

Lopes, E. P. (2001). *Opções Reais - A nova análise de Investimentos* (2ª Edição). Lisboa: Edições Silabo.

Luehrman, T. A. (1998). *Strategy as a Portfolio of Real Options*. Harvard Business Review.

Magee, J. F. (1964). Decision Trees for Decision Making. *Harvard Business Review*, 42, 126–138.

Margrabe, W. (1978). The Value of an Option to Exchange One Asset for Another. *Journal of Finance*, 33(1), 177–186.

Masini, A., & Frankl, P. (2002). Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach. *Technological Forecasting & Social Change*, 70, 39–65.

- McDonald, R. L. (2006). The Role of Real Options in Capital Budgeting: Theory and Practice. *Journal of Applied Corporate Finance*, 18(4), 28–39.
- McDonald, R. L., & Siegel, D. (1986). The Value of Waiting to Invest. *Quarterly Journal of Economics*, 101(4), 707–728.
- Merton, R. C. (1973). An Intertemporal Capital Asset Pricing Model. *Econometrica*, 41(5), 867–887.
- Mestre, C. (2010). *Avaliação das Oportunidades de Investimento no Âmbito das Opções Reais Aplicadas no Imobiliário*. Universidade Técnica de Lisboa, Portugal.
- Miller, L., & Park, C. (2002). Decision Making under Uncertainty – Real Options to the Rescue? *The Engineering Economist*, 47(2), 105–149.
- Morais, J. L. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática*. Grafilinha.
- Mun, J. (2006). Real Options and Monte Carlo Simulation versus Traditional DCF Valuation in Layman’s Terms. K. Leggio, D. Bodde e M. Taylor (Eds): *Managing enterprise risk: what the electric industry experience implies for contemporary business*. Elsevier Lda, 75–106.
- Myers, S. C. (1977). Determinants of Corporate Borrowing. *Journal of Financial Economics*, 5, 147–175.
- Myers, S. (1984). Finance Theory and Financial Strategy. *Interfaces*, 14(1), 126–137.
- Newton, D. P., Paxson, D. A., & Widdicks, M. (2004). Real R&D options. *International Journal of Management Reviews*, 5/6(2), 113–130.
- Owoloko, E. A., & Okeke, M. C. (2014). Investigating the Imperfection of the B – S Model: A Case Study of an Emerging Stock Market. *British Journal of Applied Science & Technology*, 4(29), 4191–4200.
- Paddock, J. L., Siegel, D. ., & Smith, J. L. (1988). Option Valuation of Claims on Real Assets: The case of Offshore Petroleum Leases. *The Quarterly Journal of Economics*, 103(3), 479–508.

## REFERÊNCIAS

- Pearce, J. M. (2002). Photovoltaics – a Path to Sustainable Futures. *Science, Technology, and Society Program*, 34(7), 663–674. [https://doi.org/10.1016/S00163287\(02\)000083](https://doi.org/10.1016/S00163287(02)000083)
- PER. (2016). Portal das Energias Renováveis. Obtido 20 de Fevereiro de 2017, de <http://energiasrenovaveis.com/>
- Pindyck, R. S. (1991). Irreversibility, Uncertainty, and Investment. *Journal of Economic Literature*, 29(3), 1110–1148.
- Pindyck, R. S. (1992). Investments of Uncertain Cost. *Energy Policy Research*.
- Pinto, F. (2015, Novembro 20). Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída.
- Pires, C. (2013). *Mercados e Investimentos Financeiros* (3<sup>o</sup>). Escolar Editora.
- Popa, V. I. (2008). Biomass – A Source of Chemical and Energy for Sustainable Development. *Environmental Engineering and Management Journal*, 7(5), 497–498.
- Pringles, R., Olsina, F., & Garcés, F. (2015). Real option valuation of power transmission investments by stochastic simulation. *Energy Economics*, 47, 215–226.
- Putten, Alexander B Van, & MacMillan, I. C. (2004). Making Real Options Really Work. *Harvard Business Review*, 82(12), 134–141.
- Raiffa, H., & Schlaifer, R. (1961). Applied Statistical Decision Theory. *ambridge, Massachusetts: Harvard University Press.*, 1–356.
- REN. (2015). Redes Energéticas Nacionais. Obtido 20 de Fevereiro de 2017, de <https://www.ren.pt/>
- REN. (2016, Janeiro 16). Mercado Eletricidade - Síntese Anual 2011\_2015. Obtido 18 de Março de 2017, de [http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/PressReleases/BibInfAnual/MercadoEletricidadeSínteseAnual2011\\_2015.pdf](http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/PressReleases/BibInfAnual/MercadoEletricidadeSínteseAnual2011_2015.pdf)

- Rhee, C. G. van, Pieters, M., & Voort, M. P. van de. (2008). Real Options applied to infrastructure projects: a new approach to value and manage risk and flexibility. *In Infrastructure Systems and Services: Building Networks for a Brighter Future (INFRA), 2008 First International Conference on, IEEE*, 1–6.
- Roll, R. (1977). An Analytical Valuation Formula for Unprotected American Call Options with Known Dividends. *Journal of Financial Economics*, 5, 251–258.
- Ross, S. A. (1995). Uses, Abuses, and Alternatives to the Net-Present-Value Rule. *Financial Management*, 24(3), 96–102.
- Saias, L., Carvalho, R. de, & Amaral, M. do C. (1998). *Instrumentos Fundamentais de Gestão Financeira*. Lisboa: Universidade Católica Editora.
- Santiago, L., & Bifano, T. G. (2005). Management of R&D Projects under Uncertainty: A Multidimensional Approach to Managerial Flexibility. *Research*, 52(2), 269–280.
- Sarkar, S. (2000). On the Investment Uncertainty Relationship in a Real Options Model. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 24(2), 219–225.
- Saurin, V. (2002). Aspectos básicos do modelo de avaliação de opções reais. *Revista de Ciências da Administração*, 4(6), 61–68.
- Sbenoy, P. P. (2003). A New Pruning Method for Solving Decision Trees and Game Trees, 482–490.
- Silva, E. S. (2011). *Gestão Financeira - Opções Reais*. Porto: Vida Económica - Editorial, SA.
- Silva, E. S. e, & Queirós, M. (2013). *Análise de Investimentos em Ativos Reais* (Vol. 1). Vida Económica.
- Sing, T.-F., & Patel, K. (2001). Evidence of irreversibility in the UK property market. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, (41), 313–334.

## REFERÊNCIAS

SMA Solar Technology AG. (2004). Sunny Design 3 (Versão 2.0). Alemanha.

Smith, J. E., & Nau, R. F. (1995). Option Pricing Theory and Decision Analysis. *Management Science*, 41(5), 795–816.

Solar Power Europe, Rekinger, M., & Thies, F. (2015). Global Market Outlook for Solar Power 2015 - 2019. Obtido 9 de Outubro de 2015, de [http://www.solarpowereurope.org/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1444493539&hash=f1ad43b03c2b6016f065ec6b00af835d62f0d72d&file=/fileadmin/user\\_upload/secure/Global\\_Market\\_Outlook\\_2015\\_-2019\\_lr\\_v23.pdf](http://www.solarpowereurope.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1444493539&hash=f1ad43b03c2b6016f065ec6b00af835d62f0d72d&file=/fileadmin/user_upload/secure/Global_Market_Outlook_2015_-2019_lr_v23.pdf)

SolarWorld AG. (2016). SOLARWORLD-poly\_250-260\_en.pdf. Obtido 26 de Março de 2017, de [http://www.gesolarcyprus.com/wp-content/uploads/2014/09/SOLARWORLD-poly\\_250-260\\_en.pdf](http://www.gesolarcyprus.com/wp-content/uploads/2014/09/SOLARWORLD-poly_250-260_en.pdf)

Song, Y., & Lu, Y. (2015). Decision tree methods: applications for classification and prediction. *Shanghai Arch Psychiatry*, 27(2), 130–135.

SunFields Europe. (2012). Sharp is a pioneer in photovoltaics /This is Why Sharp solar modules have set standards for over 50 years. Obtido de [http://eng.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2012/05/SunFields\\_SHARP\\_Datasheet\\_ND-R-230-235-240-245-250A5\\_EN.pdf](http://eng.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2012/05/SunFields_SHARP_Datasheet_ND-R-230-235-240-245-250A5_EN.pdf),

Triantis, A., & A. Borison. (2001). Real Options: State of the Practice. *Journal of Applied Corporate Finance*, 14(2), 8–24.

Trigeorgis, L. (1988). A Conceptual Options Framework for Capital Budgeting. *Advances in Futures and Options Research*, 3, 145±167.

Trigeorgis,L. (1993a). Real Options and Interactions with Financial Flexibility. *Financial Management*, 22(3), 202–224.

Trigeorgis, L. (1993b). The Nature of Option Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options. *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 28(1), 1–20

Trigeorgis, L. (1995). `Evaluating Leases with Complex Operating Options. *European Journal of Operational Research* 75, pp. 315–329.

- Trigeorgis, L. (1996). *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*. Cambridge: The MIT Press.
- Trigeorgis, L. (1998). Real options: A primer. *Springer US*, 34, 3–33.
- Trigeorgis, L. (2005). Making use of real options simple: an overview and applications in flexible/modular decision making. *Engineering Economist*, 50(1), 25–53.
- Trigeorgis, L., & Mason, S. P. (1987). Valuing Managerial Flexibility. *Midland Corporate Finance Journal*, 5(1), 14–21.
- Wang, C., & Shou, Y. (2011). Application of Real Options in Project Portfolio Selection. *In Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM), 2011 IEEE International Conference on, IEEE*, 848–853.
- Whaley, R. E. (1981). On the Valuation of American Call Options on Stocks with Known Dividends. *Journal of Financial Economics*, 9, 207–211.
- Wong, K. P. (2006). The Effect of Uncertainty on Investment Timing in a Real Options Model. *Journal of Economic Dynamics And Control*, 31(7), 2152–2167.
- Wu, H.-C. (2004). Pricing European options based on the fuzzy pattern of Black–Scholes formula. *Computers & Operations Research*, 31, 1069–1081.
- Wu, L.-C., & Ong, C.-S. (2008). Management of information technology investment: A framework based on a Real Options and Mean–Variance theory perspective. *Technovation*, 28(3), 122–134.
- Yeo, K. T., & Qiu, F. (2003). The value of management flexibility - A real option approach to investment evaluation. *International Journal of Project Management*, 21, 243–250. [https://doi.org/10.1016/S0263-7863\(02\)00025-X](https://doi.org/10.1016/S0263-7863(02)00025-X)

