

Avaliação Económica de um Sistema de Produção Fotovoltaico para Autoconsumo

Ana Lúcia Costa Gomes ¹
António Pedro Soares Pinto ²
Joana Rita Silva Fialho ³

RESUMO:

A escassez de recursos naturais, o aumento de necessidades energéticas, os incentivos recentes em termos legislativos e uma preocupação crescente com as questões ambientais, desencadearam uma procura crescente de fontes alternativas de energia. Este estudo pretende analisar a viabilidade económica de um sistema fotovoltaico (FV) de produção de eletricidade para autoconsumo, no Campus Politécnico de Viseu. A avaliação foi efetuada, tendo por base a criação de 3 cenários para a potência de ligação do sistema FV, com métricas tradicionais (valor atual líquido e payback) e complementada com o recurso a técnicas de opções reais (árvores de decisão), que permitem integrar, na avaliação, fontes de incerteza e flexibilidade operacional. Em termos globais, o investimento revela interesse económico e o payback é inversamente proporcional ao valor da tarifa suportada na aquisição de energia à rede.

Palavras-chave: Avaliação Económica; Sistemas FV.

¹ Mestrado em Finanças Empresariais pela Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu, Viseu (Portugal). Analista de Investimento de Risco Junior e Administrativa Risk Cap, Sliema (Malta). anagomesfcp@hotmail.com

² Doutor em Gestão de Empresas pela Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra. Instituto Politécnico de Viseu, Portugal. spinto@estgv.ipv.pt

³ PhD em Gestão – Ciência Aplicada à Decisão pela Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra. Instituto Politécnico de Viseu, Portugal. jfialho@estgv.ipv.pt

O aquecimento global e as suas consequências ambientais no planeta têm levado ao aumento da produção de energia, a partir de fontes renováveis ou limpas. Uma dessas fontes é o sol, que contribui, entre outros, para a produção de eletricidade – denominada energia solar fotovoltaica. A utilização da energia solar, em Portugal, revela particular interesse, atendendo ao elevado número de horas anuais de incidência solar. Proporciona uma produção de energia descentralizada, uma diminuição da dependência externa de recursos fósseis e um baixo impacto ambiental. Adicionalmente, os sistemas fotovoltaicos revelam interesse económico, atendendo à rápida recuperação do investimento realizado e ao reduzido valor em despesas de manutenção.

Em Portugal, a produção de energia solar fotovoltaica representa, ainda, um peso pouco significativo no consumo energético, pelo que em 2014, foi publicada legislação que pretende estimular a produção de energia elétrica para autoconsumo, diminuindo a dependência energética adquirida à rede.

Este artigo avalia, numa perspetiva económica, um sistema de produção fotovoltaico (FV) para autoconsumo, instalado no Campus Politécnico do Instituto Politécnico de Viseu, contemplando diferentes cenários para a potência de ligação do sistema, com recurso a métricas tradicionais (VAL, *payback*) e à teoria das Opções Reais.

Cada um dos cenários em estudo pode ser considerado como uma opção real de investimento e, deste modo, a técnica das árvores de decisão revela-se como a mais adequada para complementar a análise de viabilidade económica do investimento. As árvores de decisão modelam decisões sequenciais de investimento sujeito a incerteza tendo sido consideradas duas fontes de incerteza no estudo: o valor da tarifa paga à rede e o valor do investimento inicial. Adicionalmente contemplou-se, a opção de adiar o investimento.

Para além desta parte introdutória, este documento está organizado da seguinte forma: a secção 02 procura contextualizar a problemática da energia solar fotovoltaica e faz uma breve revisão da literatura sobre a avaliação económica de investimentos, a secção 03 descreve a metodologia e procedimentos utilizados; a secção 04 apresenta os resultados obtidos e a secção 05 conclui.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Incidindo o estudo sobre a viabilidade económica de um sistema FV, importa analisar resumidamente o seu funcionamento, o enquadramento legal e, por fim, rever os principais critérios de avaliação de investimentos.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E LEGISLAÇÃO PORTUGUESA

Os sistemas fotovoltaicos são dispositivos que permitem converter a energia da luz do sol em energia elétrica e são compostos por módulos fotovoltaicos, inversores, cablagem e circuitos elétricos (Monteiro 2014). Os módulos são constituídos por células fotovoltaicas que permitem a transformação da energia solar em energia elétrica (Pereira 2016).

A legislação portuguesa sobre esta temática é relativamente recente, sendo de destacar o decreto-lei n.º 153/2014 (Portugal 2014) que regula as unidades de produção elétrica para autoconsumo (UPAC). Estas unidades utilizam fontes de energia renovável ou não, possuem um limite de potência, assim como um conjunto de requisitos de produção que devem cumprir, nomeadamente: a potência de ligação à rede deve ser inferior à potência contratada e a produção de energia anual total deve ser inferior às necessidades consumidas. A energia produzida é utilizada, preferencialmente, para autoconsumo, mas se, momentaneamente, o consumo for inferior à produção, o excedente pode ser vendido e injetado na rede, a uma tarifa de venda definida em leilão, sujeita a um desconto de 10% (para fazer face a despesas de injeção na rede) (Pinto 2015).

Diferentes metodologias de avaliação podem ser implementadas para aferir a viabilidade económica de um investimento com estas características.

MÉTODOS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO

Tradicionalmente, a avaliação económica de um projeto de investimento, efetua-se a partir da estimação, ao longo do tempo, dos *cash-flows* de exploração e de investimento (Barros 2014). Uma das métricas mais utilizadas é o Valor Atual Líquido (VAL) que confronta os *cash-flows* de exploração gerados pelo projeto com o capital investido. Os *cash-flows* (de exploração e de investimento) são reportados a um momento inicial (ano 0) com o recurso a uma taxa de atualização e a sua soma algébrica exprime o Valor Atual Líquido (VAL) (Barros 2014). Um projeto de investimento é economicamente viável quando tem um VAL positivo, sinónimo de que permite recuperar o investimento, remunerar o capital investido e gerar um excedente. Quando tal sucede, pode ser útil e importante determinar o número de anos necessários para os *cash-flows* de exploração recuperem o montante de investimento (*payback*).

OPÇÕES REAIS

Os métodos de avaliação tradicionais, como o VAL, assumem um plano pré-concebido para o desenvolvimento do projeto em avaliação. Estes métodos revelam-se inadequados face à flexibilidade operacional que caracteriza um número significativo de projetos (capacidade de adaptar o plano de

ação, de acordo com o seu desenvolvimento) (Yeo et al 2003). Acresce o facto de muitos investimentos estarem sujeitos a várias fontes de incerteza, pelo que, os *cash-flows* realizados poderão divergir dos inicialmente estimados. A metodologia das opções reais privilegia, a flexibilidade operacional e as fontes de incerteza que lhe estão associadas. O raciocínio base que preside às opções reais decorre de estas serem entendidas como direitos, mas não constituem obrigações em empreender determinadas ações futuras. A título de exemplo, no caso em estudo, coexistem 03 opções reais de investimento num sistema FV, sendo o objetivo aferir da sua viabilidade e, em caso afirmativo, qual a melhor opção. Existem outras opções reais de investimento, como por exemplo, a opção de adiar o investimento ou parte dele, de forma a obter informações que diminuam a incerteza; a opção de crescimento, no caso de se pretender expandir o projeto inicial de investimento; a opção de abandono, que, em geral, diminui com o tempo e, se exercida, pode permitir obter um valor residual (por exemplo, com a venda de algum recurso).

A opção de investimento, depois de exercida é irreversível, mas até ao momento em que ocorre existe a opção de o adiar, possuindo essa opção um determinado valor.

As opções reais disponíveis no decorrer da vida do projeto podem ajudar a flexibilizá-lo acrescentando valor ao investimento. A flexibilidade operacional, que corresponde à capacidade de alterar o rumo do projeto, pode ser definida e descrita a partir das opções reais, que podem ser, efetivamente, tomadas (Fialho 2013).

As opções reais de investimento podem ser dispostas em forma de árvore, que também incluem todas as alternativas possíveis advindas das fontes de incerteza. Assim, em geral, as árvores de decisão permitem modelar sequências de decisões perante acontecimentos incertos. Para as diferentes sequências, é calculado o valor do projeto (através do VAL), permitindo selecionar a melhor combinação de decisões. Em termos de avaliação de investimento, a análise começa pelas folhas da árvore e, em cada nó, calcula-se o valor esperado para o projeto, sendo a melhor decisão a que produz maior valor esperado (Fialho 2013).

A técnica das árvores de decisão é simples, muito visual, e adequa-se bem quando as opções reais a serem consideradas e o número de fontes de incerteza são reduzidas. Além disso, as fontes de incerteza devem ter poucos desdobramentos. Se estes requisitos não se verificarem, a construção da árvore, a sua leitura e interpretação podem-se tornar difíceis. Além disso, há fontes de incerteza que se podem alterar continuamente ao longo tempo e, por conseguinte, não é possível o seu desdobramento em termos de árvores de decisão.

No caso do estudo, serão considerados 3 cenários para o investimento (90kW, 250kW e 441kW -potência de ligação do sistema FV), a opção de adiar o investimento e a opção de não realizar qualquer investimento. Adicionalmente, foram consideradas duas fontes de incerteza, com dois desdobramentos cada uma, pelo que, a técnica das árvores de decisão se revela a mais adequada.

METODOLOGIA

O Campus Politécnico de Viseu suporta anualmente um custo significativo com energia, daí o interesse em aferir a viabilidade económica de produzir parte da eletricidade consumida, com recurso a um sistema FV. A recolha de dados para a realização deste estudo teve em conta o perfil de consumo traduzido na fatura energética do ano de 2015. O Campus Politécnico é considerado um consumidor não residencial, sendo a potência contratada dependente da potência máxima utilizada no ano anterior, pelo que foi definida uma potência contratada de 441 kW.

Como a potência de ligação da UPAC tem que ser inferior à potência contratada (Pinto 2015), consideraram-se três cenários para a potência de ligação: 90 kW (potência mínima registada), 441 kW (potência máxima) e 250 kW (potência média). Quanto maior a potência de ligação da UPAC, maior o valor do investimento, maior a produção de eletricidade para autoconsumo e, portanto, menor o montante de eletricidade adquirido à rede. O montante de investimento da UPAC é definido a partir da potência de ligação: é estabelecido um valor unitário, em €, por cada kW de potência de ligação, pelo que o valor do investimento é obtido pelo produto entre o valor unitário e a potência de ligação (de acordo com a Tabela 1).

A eletricidade produzida pela UPAC é para autoconsumo e o seu valor constitui um custo de oportunidade, na medida em que não é adquirida à rede. Para calcular este custo, considerou-se a tarifa média por kWh, para o período de maior produção no ano: das 9h às 17h. A tarifa praticada no Campus é tetra horário (super vazio, vazio, cheio e ponta) e o seu valor médio é de 0,0756€/kWh.

A produção de eletricidade gerada pela UPAC foi estimada com recurso a um *software* específico⁴ a partir dos consumos anuais (ano 2015) e das características da UPAC.

Num sistema de produção FV para autoconsumo, ocorrem momentos, ao longo do dia, em que a produção pode ser superior ao consumo, pelo que o excedente deve ser injetado e vendido à rede, constituindo um rendimento extraordinário para a avaliação económica do investimento (de acordo com a Tabela 3).

⁴ Sunny Design, produto da empresa SMA Solar Technology AG (SMA Solar Technology AG 2016)

Os sistemas fotovoltaicos têm durabilidade e fiabilidade longas, pelo que, no estudo de viabilidade económica, se contempla um período de 15 anos, após o qual se considerou um valor de continuidade. A opção de 15 anos decorre do facto do contrato de venda do excedente de energia à rede compreender um período de 10 anos, renovável por períodos de 05 anos.

Os gastos operacionais e de manutenção (O&M) do sistema, ao longo da sua vida útil, bem como a obrigatoriedade de um seguro de responsabilidade civil foram, também, considerados na avaliação (de acordo com a Tabela 4).

Assim, com base nos dados de 2015, para cada um dos 03 cenários para a instalação do equipamento, calcularam-se os custos de oportunidade, os recebimentos (com venda dos excedentes de energia à rede) e os pagamentos (O&M e seguro) mensais durante o primeiro ano de utilização, para a instalação de uma UPAC.

Para cada um dos cenários e a partir dos *cash-flows*, calcularam-se o VAL e o período de recuperação do investimento inicial (*payback*). No âmbito das Opções Reais recorreu-se às árvores de decisão, às quais se associaram duas fontes de incerteza: o valor da tarifa pago à rede e o valor do investimento inicial. A análise contempla, ainda, a opção de adiar o investimento.

RESULTADOS

Para cada um dos três cenários definidos para a potência de ligação da UPAC, calcularam-se os rendimentos, gastos suportados e respetivos *cash-flows*, tendo presente o perfil de consumo durante o ano de 2015, a consulta a empresas especializadas (valor do investimento inicial) e os *outputs* do *software* utilizado. Deste modo, aferiu-se a viabilidade económica, com recursos às métricas tradicionais. Adicionalmente, e com o recurso a árvores de decisão, associaram-se dois fatores de incerteza para determinar a melhor opção de investimento.

ANÁLISE DE CENÁRIOS

O investimento necessário no sistema FV, em cada um dos cenários considerados, é função dos kW da potência de ligação e o valor do investimento total resulta do produto entre esse valor unitário e a potência de ligação. Para além deste valor, deve considerar-se o valor da licença, que se considerou de 7.500 €. A Tabela 1 indica os valores do investimento, para cada cenário, considerando o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA)⁵.

⁵ A taxa do Imposto sobre o Valor Acrescentado é de 23%

Tabela 1. Valores do investimento em cada um dos cenários.

POTÊNCIA LIGAÇÃO [kW]	INVESTIMENTO [€/kW]	TOTAL DO INVESTIMENTO C/IVA [€]
90	1.200	142.065
250	1.100	347.475
441	1.000	551.655

Fonte: Os Autores.

Com o recurso ao *software* de suporte foi possível, para cada um dos cenários, estimar a energia produzida, destinada ao autoconsumo, o excedente gerado (quando a produção é superior ao consumo) e a energia comprada à rede (quando a produção é insuficiente). A soma da energia produzida para autoconsumo com a comprada à rede totaliza as necessidades do Campus, em termos energéticos. Estes valores estão resumidos na Tabela 2.

Tabela 2. Quantidade da energia, em kWh, autoconsumida, comprada à rede e injetada à rede.

POTÊNCIA LIGAÇÃO	ENERGIA PRODUZIDA PARA AUTOCONSUMO	ENERGIA COMPRADA À REDE	ENERGIA EXCEDENTE INJETADA À REDE
90 kW	145.998	1.136.565	0
250 kW	359.187	923.378	43.180
441 kW	476.168	806.397	233.538

Fonte: Os Autores.

Os custos de oportunidade da produção para autoconsumo foram calculados a partir da tarifa média de eletricidade, definida em 0,0756 €/kWh. O produto do número de kWh produzidos para autoconsumo pelo valor da tarifa média determina o custo de oportunidade da produção para autoconsumo (valor da energia produzida e consumida não adquirida à rede).

Além deste valor, quando se verificam excedentes de produção, são injetados na rede, por um valor unitário de venda, por kWh, definido em leilão. Considerou-se o valor de 0,0504€/kWh de acordo com o relatório anual sobre o mercado da eletricidade de 2015 da REN (REN - Redes Energéticas Nacionais 2015). Este valor deve ser corrigido em 10%, de acordo com a legislação (Pinto 2015), pelo que o valor líquido de desconto é de 0,045€/kWh. O produto deste valor pelos kWh injetados na rede determina o rendimento obtido com a venda do excedente produzido pela UPAC.

Existe, ainda, um custo de oportunidade relativo à designada potência em horas de ponta, que corresponde à potência ativa média utilizada em horas de ponta durante o intervalo de tempo a que se refere a fatura (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2016). Durante o período de ponta, o Campus suporta, não apenas o produto entre a respetiva tarifa e o número de kWh gastos, mas também o valor da potência em horas de ponta. A potência em horas de ponta é calculada pelo

quociente entre a energia ativa fornecida em horas de ponta e o número de horas de ponta. O valor pago, mensalmente, pela potência em horas de ponta resulta do produto entre o preço da potência em horas de ponta (definido em €/kWh por mês), o número de kWh médio diário gastos em horas de ponta e o número de dias do mês. Como o período de ponta vigora, essencialmente, durante o dia, verifica-se uma diminuição significativa do número de kWh adquiridos à rede, neste período, pelo que diminui a potência em horas de ponta e o valor pago. A diferença entre o valor pago pela potência em horas de ponta sem UPAC e com UPAC constitui um custo de oportunidade a ser considerado na avaliação económica.

A tabela 03 resume os rendimentos obtidos pela UPAC, durante o primeiro ano de utilização, para os 03 cenários em estudo.

Tabela 3. Rendimentos da UPAC, para os cenários em estudo (valores em Euros).

	CUSTO OPORTUNIDADE		INJEÇÃO À REDE	TOTAL
	POT. HORA PONTA	AUTOCONSUMO		
90 kW	6.280	11.037	0	17.318
250 kW	12.711	27.156	1.942	41.809
441 kW	15.525	36.000	10.509	62.034

Fonte: Os Autores.

A instalação e utilização da UPAC requerem a contratualização de um seguro de responsabilidade civil, bem como gastos associados às operações anuais de manutenção (O&M). Independentemente da potência de ligação da UPAC considera-se um valor anual do seguro de 150 € e os custos de manutenção anuais dependem da potência de ligação e estão estimados em 2,5 €/kW acrescidos de IVA.

A Tabela 04 resume os gastos, anuais, com a utilização e manutenção da UPAC, nos três cenários.

Tabela 4. Valores anuais de gastos de utilização da UPAC, para cada cenário.

POTÊNCIA LIGAÇÃO [KW]	VALOR SEGURO [€]	O&M [€]	TOTAL [€]
90	150	276,75	426,75
250	150	768,75	918,75
441	150	1.356,08	1.506,08

Fonte: Os Autores.

CÁLCULO DO VAL E PAYBACK PARA CADA CENÁRIO

Nesta secção, apresentam-se os *cash-flows* e a avaliação económica para o cenário de 90 kW, adotando-se procedimento semelhante para os restantes cenários.

A secção anterior determinou o montante do investimento (Tabela 1) os rendimentos (Tabela 3) e os gastos (Tabela 4) do primeiro ano de utilização da UPAC. Nos anos seguintes, considera-se que o sistema tem uma depreciação de 0,8%/ano (Franco et al. 2015), que decorre da deterioração a que os painéis solares e os inversores estão sujeitos. Assim, a produção decresce anualmente de acordo com aquele valor, bem como os custos de oportunidade e rendimentos da venda de excedente de energia. Os *cash-flows* foram calculados a preços constantes e considerou-se uma taxa de atualização de 6,573%⁶.

Após os 15 anos iniciais, considera-se um valor de continuidade determinado como uma perpetuidade com base no *cash-flow* do último ano em que se elaboraram projeções (ano 15) e assumindo uma taxa de crescimento de longo prazo constante (g). Assim, o valor de continuidade (VC) (atualizado para o ano 15 à taxa de atualização $r-g$) é igual a: $VC = \frac{CF_{16}}{r-g}$, onde CF_{16} representa o *cash-flow* no ano 16 ($CF_{15} \times (1 + g)$). No presente estudo a taxa de crescimento, g , coincide com a taxa de depreciação do sistema fotovoltaico e, portanto, torna-se negativa, em média de 0,8%/ano.

Tabela 5. Valores anuais de gastos de utilização da UPAC, para cada cenário.

ANO	RENDIMENTOS [€]	GASTOS DE UTILIZAÇÃO [€]	CASH-FLOWS [€]	COEFICIENTE ATUALIZAÇÃO	CASH-FLOWS ATUALIZADO [€]	CASH-FLOWS ATUALIZADOS ACUMULADOS [€]
0	Investimento				- 142 065,00	- 142 065,00
1	17 318,02	-426,75	16 891,27	1,066	15 849,42	- 126 215,58
2	17 179,48	-426,75	16 752,73	1,136	14 749,85	- 111 465,73
3	17 042,04	-426,75	16 615,29	1,210	13 726,54	- 97 739,20
4	16 905,71	-426,75	16 478,96	1,290	12 774,20	- 84 965,00
5	16 770,46	-426,75	16 343,71	1,375	11 887,91	- 73 077,09
6	16 636,30	-426,75	16 209,55	1,465	11 063,10	- 62 013,99
7	16 503,21	-426,75	16 076,46	1,562	10 295,50	- 51 718,49
8	16 371,18	-426,75	15 944,43	1,664	9 581,13	- 42 137,36
9	16 240,21	-426,75	15 813,46	1,774	8 916,32	- 33 221,03
10	16 110,29	-426,75	15 683,54	1,890	8 297,63	- 24 923,40
11	15 981,41	-426,75	15 554,66	2,014	7 721,85	- 17 201,56
12	15 853,56	-426,75	15 426,81	2,147	7 186,01	- 10 015,54
13	15 726,73	-426,75	15 299,98	2,288	6 687,34	- 3 328,20
14	15 600,91	-426,75	15 174,16	2,438	6 223,27	2 895,07
15	15 476,11	-426,75	15 049,36	2,599	5 791,39	8 686,46
VC [€]			202 469,24		77 915,50	
VAL [€]						86 601,96
Payback						13,5 anos

Fonte: Os Autores.

⁶ Utilizada pela ERSE (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2014) com base no Capital Asset Pricing Model (CAPM)

A Tabela 5 resume os *cash-flows*, o valor de continuidade, o VAL e o período de recuperação do investimento (*payback*) para o primeiro cenário (90 kW).

Com esta capacidade produtiva, o investimento revela-se economicamente viável, pois tem um VAL positivo (permite recuperar o investimento, remunerar o capital investido e gerar um excedente) e tem um *payback* inferior a 14 anos.

A tabela 06 resume, para os três cenários considerados, o VAL e o *payback*, concluindo-se que todos eles são viáveis economicamente.

Tabela 6. Síntese da avaliação económica para os cenários em estudo, na instalação de uma UPAC.

	90 kW	250 kW	441 kW
VAL [€]	86. 601,96	206. 201,16	267.764,83
Payback [anos]	13,5	13,8	15,6

Fonte: Os Autores.

Na perspetiva do VAL, o cenário de 441 kW revela maior interesse económico, no entanto, neste quadro há uma grande quantidade de energia injetada à rede. De acordo com as Tabelas 02 e 03 não se verifica um aumento significativo de autoconsumo, quando se comparam os cenários 250 kW e 441 kW, mas há uma diferença acentuada na energia injetada na rede. A remuneração desta é baixa, na medida em que não é esse o propósito das instalações com estas características. Acresce o facto, de um sistema FV de 441 kW requer uma área física de instalação muito significativa, o que não se compadece com o espaço disponível no Campus do IPV. Por fim, apresenta um *payback* mais elevado relativamente aos restantes cenários.

O cenário de 250 kW não gera excedentes significativos de energia, existe um aumento muito significativo no autoconsumo (Tabelas 02 e 03) e no VAL (Tabela 06), em relação ao cenário de 90 kW, embora apresentem *paybacks* muito semelhantes.

Após esta análise, o cenário de 250 kW parece ser o que melhores condições reúne para ser selecionado.

APLICAÇÃO DE ÁRVORES DE DECISÃO

Os projetos de investimento reais estão sujeitos a incerteza, permitindo a flexibilidade operacional adaptar o plano de ação, à medida que novas informações vão surgindo e a incerteza se vai dissipando.

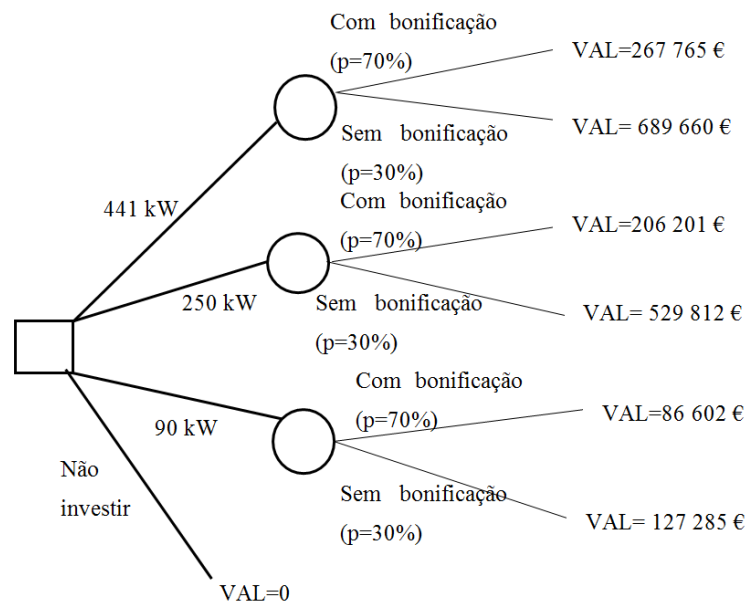
Para este caso de estudo, consideram-se duas fontes de incerteza: o valor da tarifa paga à rede e o valor do investimento inicial. Recorre-se às árvores de decisão para descrever, de forma simples, as diferentes opções em estudo (flexibilidade operacional) e efetuar o desdobramento das fontes de

incerteza. As árvores de decisão são uma técnica particularmente utilizadas quando as opções reais, em análise, não são em grande número e os desdobramentos nas fontes de incerteza são pouco significativos. Em termos de representação da árvore, os quadrados representam nós de decisão e os círculos representam nós de incerteza ou probabilidade.

INCERTEZA NO VALOR DA TARIFA

O Campus beneficia de valores relativamente baixos, na tarifa da eletricidade suportada, bem como na potência contratada em horas de ponta. Admitindo uma probabilidade de 30% de a tarifa não ser bonificada e sujeita aos preços definidos pela ERSE (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2015), o seu valor será de 0,1280€/kWh. A árvore de decisão seguinte inclui, para cada um dos três cenários, as duas hipóteses: bonificação na tarifa (0,0756€/kWh) e ausência de bonificação (0,1280€/kWh). Para cada folha da árvore, determina-se o respetivo valor do VAL.

Figura 1. Árvore de decisão para a tarifa.



Fonte: Os Autores.

Refira-se que, na ausência de bonificação, o VAL é superior, pelo facto de o valor da eletricidade aumentar e, por essa via, originar um incremento de custos de oportunidade.

De seguida, para cada ramo da árvore do nó de decisão, calcula-se o valor esperado para o VAL, de acordo com as probabilidades sugeridas. Assim, temos:

- $E(\text{VAL}) \mid \text{Não investir} = 0 \text{ €}$
- $E(\text{VAL}) \mid 90 \text{ kW} = 127\,284,58 \times 0,3 + 86\,601,96 \times 0,7 = 98\,806,74 \text{ €}$
- $E(\text{VAL}) \mid 250 \text{ kW} = 529\,812,28 \times 0,3 + 206\,201,16 \times 0,7 = 303\,284,50 \text{ €}$

- $E(\text{VAL}) | 441 \text{ kW} = 689\,660,09 \times 0,3 + 267\,764,83 \times 0,7 = 394\,333,41 \text{ €}$

De acordo com os valores esperados, o cenário dos 441 kW revela maior interesse económico, mas como parte advém dos elevados excedentes produzidos, e retomando a argumentação apresentada na secção 4.2, a capacidade de 250 kW surge como a mais adequada.

Adicionalmente, na ausência de bonificação da tarifa, o valor dos *paybacks* diminui muito (Tabela 7), sendo que, para o cenário de 250 kW, o investimento inicial é recuperado em cerca de 07 anos.

Tabela 7. Paybacks, em anos, com e sem bonificação na tarifa.

	90 kW	250 kW	441 kW
Com bonificação	13,5	13,8	15,6
Sem bonificação	10,5	7,0	8,2

Fonte: Os Autores.

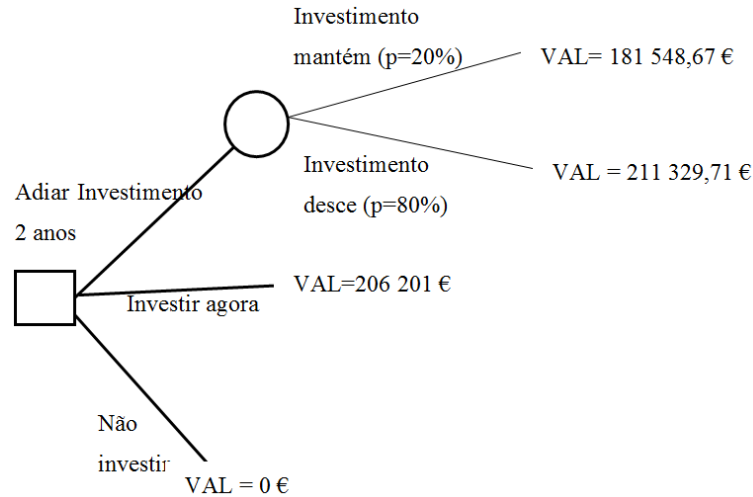
INCERTEZA NO VALOR DO INVESTIMENTO INICIAL

O investimento em sistemas FV tem vindo a diminuir ao longo dos anos e a tendência será para continue a diminuir (Greenpeace and European Photovoltaic Industry Association 2011). A título de exemplo, admite-se uma probabilidade de 80% do valor do investimento inicial ser inferior e que existe uma probabilidade de 20% do valor do investimento se manter inalterado. Se o valor do investimento descer, considera-se que, em 02 anos, o valor unitário da potência de ligação do sistema FV (2ª coluna da Tabela 01) pode descer 10%.

De acordo com o exposto, e para uma capacidade a instalar de 250 kW, o valor do investimento será de 313.650 € (a partir do desconto de 10% no valor unitário da 2ª coluna da Tabela 01, os cálculos mantêm-se como explicado no início da secção 4.1).

Os valores do VAL foram calculados de forma semelhante ao referido anteriormente: a partir do momento do investimento, calcularam-se os *cash-flows* para 15 anos e o respetivo valor de continuidade. A árvore de decisão correspondente à situação descrita é a seguinte:

Figura 2. Árvore de decisão para o investimento.



Fonte: Os Autores.

De seguida, apresentam-se os valores esperados em cada nó de decisão da árvore:

- $E(\text{VAL}) \mid \text{Não investir} = 0 \text{ €}$
- $E(\text{VAL} \mid \text{Investir agora}) = 206\,201 \text{ €}$
- $E(\text{VAL} \mid \text{Adiar investimento}) = 211\,329,71 \times 0,8 + 181\,548,67 \times 0,2 = 205\,373,50 \text{ €}$

Para o exemplo acima, a decisão de investir agora surge como a mais adequada, dado apresentar um maior valor esperado para o VAL. Adiar o investimento implica também diferir a diminuição da despesa, pelo que, a opção de adiar poderá revelar-se viável quando o valor do investimento diminuir ainda mais. Pode ainda contemplar-se a hipótese de o valor do investimento aumentar. Esta reflexão permite, então, concluir que, para o caso em análise, a melhor decisão seria a de investir num sistema FV de potência de 250 kW, não contemplando a decisão de adiamento.

Os exemplos apresentados, para aplicação de árvores de decisão, são bastante simples, mas cumprem com o propósito de ilustrar a sua utilidade como modeladoras de decisões sequenciais quando existem fontes de incerteza. Constitui uma forma simples e gráfica que ajuda a perceber as seqüências de decisão ao longo da vida de um investimento.

CONCLUSÕES

Este trabalho pretendeu analisar a viabilidade económica da instalação de uma UPAC no Campus Politécnico de Viseu, com recurso a um sistema fotovoltaico. Esta ideia prende-se com o facto de, em Portugal, a energia solar estar subaproveitada, quando somos um dos países da Europa com maior número de horas de incidência solar.

A análise de diferentes cenários de investimento, através do cálculo do VAL e do *payback*, permitiu concluir que este investimento apresenta viabilidade económica. Quanto às potências de

ligação do sistema em estudo, conclui-se que a melhor opção é a que contempla uma capacidade produtiva de 250 kW.

A aplicação de árvores de decisão serviu o propósito de ilustrar a modelação de decisões, quando existem fontes de incerteza. No presente estudo, consideram-se incertas a bonificação no preço da eletricidade e o valor do investimento inicial

Para qualquer um dos cenários, os valores do VAL e do *payback* são substancialmente mais elevados na ausência de bonificação tarifária. A bonificação nos preços da energia que o Campus usufrui faz com que os custos de oportunidade não sejam mais significativos, pelo que, na ausência de bonificação, o interesse de instalar um sistema FV é claramente majorado, como revelam os resultados dos nós da árvore de decisão.

Ao longo dos últimos anos, o valor do investimento em sistemas FV tem vindo a diminuir pretendendo-se, para o efeito, avaliar a opção de adiar o investimento em 02 anos. Os valores obtidos sugerem que a melhor opção seria a realização imediata do investimento.

A luz solar é uma fonte inesgotável de energia e a bem da sustentabilidade do planeta, deve ser mais aproveitada, nomeadamente em países como Portugal.

Como investigação futura, deve ser desenvolvido trabalho adicional para aferir o impacto do financiamento na avaliação global do investimento. Adicionalmente pode vir a considerar-se outras metodologias de opções reais que tenham em conta a possível incerteza no valor da taxa de atualização ao longo do tempo, como por exemplo simulação Monte Carlo. Note-se que, neste estudo, considerou-se a taxa de atualização constante ao longo do tempo, o que, na realidade, pode não ocorrer. A simulação permite estimar, não só o valor de opções, como também o valor de alguns parâmetros que se considerem incertos ao longo do tempo.

REFERÊNCIAS

- Barros H 2014. *Análise de Projectos de Investimentos*. 5.ed. Sílabo, Lisboa, 180 pp.
- Costa AS. *O Setor da Eletricidade Renovável em Portugal*. A APREN e as Universidades: A Importância da Biomassa no Contexto Energético Nacional. 2016 Apr. [cited 2017 Aug 30] Available from: http://www.apren.pt/fotos/editor2/05_04_as_renovaveis_em_portugal_apren_diafloresta2016.pdf.
- Portugal 2014. *Decreto-Lei n.º 153/2014*. Diário da República Portuguesa n.º 202/2014, Série I de 2014-10-20
- Dixit A, Pindyck R 1993. *Investment under uncertainty*. Princeton University Press, New Jersey, 488pp.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2016. [cited 2017 Apr 16]. Available from: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=baeaae46-4f3f-401d-91ff-668518dd41e8>.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2015. [cited 2017 Apr 15]. Available from: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Paginas/default.aspx>.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2014. *Parâmetros de Regulação para o Período 2015-2017*. Lisboa.

Fialho J 2013. *Avaliação de Projetos de Investigação e Desenvolvimento na Área das Telecomunicações*, PhD Thesis, Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra, 171 pp.

Franco E, Monteiro N, Machado L 2015. Autoconsumo fotovoltaico - exemplo de dimensionamento e estudo económico. *Renováveis Magazine*. 28 de janeiro de 2015

Greenpeace and European Photovoltaic Industry Association. 2011. Solar Generation 6, Solar photovoltaic Electricity empowering the world. [cited 2017 Aug 30]. Available from: <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2011/Final%20SolarGeneration%20VI%20full%20report%20lr.pdf>.

Marques A 2014. *Conceção e Análise de Projetos de Investimento*. 4.ed. Sílabo, Lisboa, 316 pp.

Monteiro J 2014. *Produção Fotovoltaica: Legislação, tarifas, tecnologia necessária e viabilidade económica para a produção numa perspetiva de chave na mão*, Master Thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 102 pp.

Pereira J 2016. *Instalações Solares Fotovoltaicas para Autoconsumo: Análise e Perspetivas de Aplicação*. Master Thesis, Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 90 pp.

Pinto F 2015. Ordem Engenheiros. [cited 2017 Apr 17]. Available from: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf.

REN - Redes Energéticas Nacionais. 2015. Síntese anual 2011 - 2015 - REN. *REN - Redes Energéticas Nacionais*. [cited 2017 Apr 18]. Available from: http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/PressReleases/BibInfAnual/MercadoElectricidade Sintese Anual 2011_2015.pdf.

SMA Solar Technology AG. [cited on 2017 Apr 20]. Available from: <http://www.sma.de/en/products/planning-software.html>.

Yeo KT, Qiu F 2003. The value of management flexibility - a real options approach to investment evaluation. *International Journal of Project Management*. 21: 243-250

Economic Evaluation of a Photovoltaic System for Self-Consumption

ABSTRACT:

Scarcity of natural resources, the rising of energy needs, recent legislative incentives and a growing concern about environmental issues have triggered an increasing demand for alternative sources of energy. This study intends to analyze the economic viability of a photovoltaic (VF) system of electricity production for self consumption, at the Polytechnic Campus of Viseu. The evaluation was based on the creation of 3 scenarios for the power of the PV system, and traditional metrics (net present value and payback) were used. The evaluation was complemented with real options techniques (decision trees) that allow to incorporate sources of uncertainty and operational flexibility. Overall, the investment reveals economic interest and payback is inversely proportional to the value of the tariff supported in the acquisition of power to the grid.

Keywords: Economic Valuation; PV Systems.

Submissão: 13/09/2017
Aceite: 18/12/2017