

PERSPECTIVAS DE PENETRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DESCENTRALIZADA NO MERCADO PORTUGUÊS

Marques F.C.*, Melo J.J., Pronto A.G.***

*Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2829-516 Caparica, Portugal, fcu.marques@campus.fct.unl.pt

**Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2829-516 Caparica, Portugal, jjm@fct.unl.pt

***Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2829-516 Caparica, Portugal, amg1@fct.unl.pt

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2031>

RESUMO

A tecnologia solar fotovoltaica (PV) tem assumido um papel central na narrativa portuguesa em atingir a neutralidade carbónica em 2050, com destaque para fontes electroprodutoras distribuídas. No Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050 apresentado pelo governo português, o solar PV descentralizado atinge um potencial de 13 GW baseado numa metodologia da Agência Internacional de Energia (IEA). A partir disto, o presente trabalho faz um estudo aprofundado da capacidade técnica do solar PV distribuído fundamentado em diferentes modelos de cálculo da IEA, explora a disponibilidade de área de cobertura, e a viabilidade económica da tecnologia nas tipologias residencial, comercial e industrial em diversas regiões portuguesas. Avalia-se que há possibilidade técnica de ultrapassar a projeção de 13 GW, tanto pela área existente quanto pelos métodos distintos da IEA, e verifica-se que o investimento em sistemas PV é mais rentável para consumidores comerciais e industriais do que para domésticos. Incentivos fiscais impulsionariam o solar PV descentralizado, para além dos sistemas com baterias que são atualmente pouco acessíveis.

PALAVRAS-CHAVE: Solar Fotovoltaico Descentralizado, Armazenamento Energético, Potencial Técnico, Viabilidade Económica

ABSTRACT

Solar photovoltaic (PV) technology has taken on a pivotal role in the Portuguese effort to achieve carbon neutrality in 2050 with an emphasis on distributed power generating sources. In the Carbon Neutrality Roadmap 2050 presented by the Portuguese government, decentralised solar PV reaches a potential of 13 GW based on the International Energy Agency's (IEA) methodology. Following this, the present study carries out a thorough analysis of the distributed solar PV technical capacity based on different IEA models, explores the availability of solar roof area and conducts a feasibility study of the technology in the residential, commercial and industrial typologies in several Portuguese regions. Analyses show that it is technically possible to exceed the 13 GW forecast, both by the existing roof area and by the distinct IEA methods. Furthermore, calculations indicate that it is more profitable to invest in PV systems for commercial and industrial consumers than for domestic ones. Tax incentives would boost decentralised solar PV, in addition to systems with battery storage that are, at present, hardly affordable.

KEYWORDS: Decentralised Solar Photovoltaic, Energy Storage, Technical Potential, Feasibility Study

INTRODUÇÃO

O crescimento da energia solar faz parte da trajetória do setor electroprodutor no âmbito da produção renovável em Portugal visando, até 2050, a descarbonização da economia, a diminuição da dependência externa e dos custos da energia, e a criação de novos postos de trabalho. No Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) – estratégia nacional desenvolvida consoante os objetivos estipulados no Acordo de Paris, a tecnologia solar fotovoltaica (PV) afirma-se com maior evidência atingindo 13 GW de potência instalada para o PV centralizado e descentralizado, respetivamente, até 2050 (MATE, 2019). O rápido decréscimo dos custos das soluções de armazenamento – imprescindíveis para garantir a estabilidade e flexibilidade do sistema elétrico – fará com que as baterias estejam sobretudo associadas ao PV descentralizado, verificando-se o custo-eficácia da geração distribuída e o papel relevante dos produtores/consumidores (*prosumers*) na sociedade (MATE, 2019). Entretanto, com o atual preço de mercado das baterias e a falta de estímulo financeiro para adquirir sistemas com acumulação energética, é mais vantajoso investir em instalações PV sem armazenamento (Marques, 2019).

A evolução do solar PV descentralizado tem ganhado destaque em publicações recentes (Huld et al., 2018; Marques, 2019; MATE, 2019), explorando a disponibilidade de área e a capacidade produtiva teórica que se pode extrair do recurso solar. Estudos da Agência Internacional de Energia (IEA) propuseram diferentes formulações baseadas na relação entre a população e a área útil para instalação de painéis fotovoltaicos nas coberturas de edifícios (IEA, 2002; IEA, 2016). Uma modificação da metodologia original de 2002 fundamentou-se na utilização de dados do parque edificado em Portugal de acordo com a Direção Geral de Energia e Geologia (IEA, 2002; DGEG, 2014; Marques, 2019).

Na perspectiva da viabilidade económica, a competitividade do PV distribuído depende em grande parte da dimensão do próprio sistema fotovoltaico face à tipologia consumidora (residencial ou não residencial) (Marques, 2019). Em Portugal, o custo nivelado da energia (levelized cost of energy, LCOE) do PV descentralizado é, na grande maioria dos casos, menor do que preços da energia elétrica para consumidores domésticos/comerciais (0,22 €/kWh) e industriais (0,12 €/kWh) (Masson and Kaizuka, 2019; Marques, 2019; Eurostat, 2019). Na condição de paridade de rede, os *prosumers* adotam a tecnologia fotovoltaica pela potencial economia que pode trazer com o autoconsumo. A atratividade dos investimentos, estimada através da taxa interna de rentabilidade (TIR), do valor atual líquido (VAL), do período de retorno do investimento (PRI) e LCOE, é mais significativa para consumos maiores como nos setores comercial e industrial. No setor doméstico, haverá viabilidade nalguns casos, mas para a grande maioria das famílias só será interessante com incentivos, designadamente fiscais (Marques, 2019).

Desta forma, o objetivo deste trabalho é criar um modelo capaz de quantificar o potencial técnico-económico que o solar PV descentralizado possui na conjuntura nacional, através de metodologias da IEA e acesso a bases de dados *online* que caracterizam a irradiância global de diversas localidades e o consumo de energia elétrica dos setores agregados em Portugal.

METODOLOGIA

Para alcançar o objetivo do presente estudo, duas abordagens foram utilizadas: uma abordagem técnica para estimar a capacidade teórica do PV distribuído em Portugal; e uma abordagem económica para averiguar a viabilidade de implantar uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) em diferentes tipologias de *prosumer* em Portugal.

Abordagem técnica

Em 2002, a IEA criou uma metodologia para calcular a capacidade teórica da tecnologia PV descentralizada baseada na população local, que foi adotada pelo RNC2050 para calcular o potencial fotovoltaico em Portugal. A Equação (1) estabelece a relação entre parâmetros recomendados pela IEA e variáveis específicas de cada localidade para determinar a produção de energia elétrica total, E_{PV} (adaptado de IEA, 2002):

$$E_{PV} = \text{Área}_{disp./capita} \times \text{População} \times \text{Fator}_{utilização} \times Pr_{solar} \times H_{solar,local} \times \eta_{global} [TWh] \quad (1)$$

onde a área disponível de cobertura edificada para instalação de painéis solares na região europeia ocidental e central é de 18,5 m² per capita, o fator de utilização (i.e. a razão entre a área de cobertura solar útil e a área bruta edificada) é de 0,4, Pr_{solar} é o fator de produtividade solar que assume um valor de 0,8, e η_{global} é o rendimento dos painéis solares adotado como 14%. A população e a irradiação solar anual, $H_{solar,local}$, são grandezas específicas de cada região elegida no estudo, e considerou-se um tempo de operação da UPAC de 1 450 horas equivalentes (IEA, 2002; Pearsall, 2017; EDP, 2017).

Para aproximar a metodologia original da IEA à realidade portuguesa, substituiu-se o parâmetro de 18,5 m² per capita pela informação do parque edificado nacional (DGEG, 2014), para além de assumir pressupostos mais conservadores como o fator de utilização (0,35) e a produtividade solar (0,75) (Marques, 2019).

Em 2016, a IEA apresentou uma nova abordagem para estimar a área de cobertura PV disponível em zonas urbanas – descrita pela Eq. (2) – e a resultante capacidade técnica como expressam as Eqs. (3) e (4). Este método provém de um estudo que determina a área total adequada para instalar módulos fotovoltaicos no topo de edifícios em função da densidade populacional (em pessoas/km²) (adaptado de IEA, 2016).

$$\text{Área}_{cobertura\ PV} = 172,3 \times (\text{Densidade}_{populacional})^{-0,352} \text{ [m}^2/\text{capita]} \quad (2)$$

$$E_{PV,pot} = \text{Área}_{cobertura\ PV} \times H_{solar,local} \times \eta_{global} \times PR \times f_{orientação} \text{ [TWh]} \quad (3)$$

$$C_{PV,pot} = C_{PV,pot,p} \times PR = \frac{E_{PV,pot}}{H_{solar,local}} \times 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \times 10^3 \text{ [GW]} \quad (4)$$

onde $E_{PV,pot}$ é o potencial de geração de energia elétrica, PR é o *performance ratio* que representa o rácio entre a produção real e teórica do sistema PV (assumido como 75%), $f_{orientação}$ é o fator de orientação que retrata os ganhos ou perdas através da inclinação ou orientação das coberturas (assumido como 1, já que não há informação específica disponível), $C_{PV,pot}$ é a capacidade instalada e $C_{PV,pot,p}$ é a capacidade de pico – i.e. a capacidade alcançada em condições ideais (IEA, 2016).

Abordagem económica

A avaliação técnico-económica de uma UPAC envolve um conjunto de etapas que podem verificadas na Fig. 1, desde o levantamento e comparação dos perfis de produção e consumo até o dimensionamento de um sistema PV cuja potência maximize as poupanças com o autoconsumo para o investidor. Neste estudo, foi feita uma análise utilizando dados médios de consumo a partir de bases de dados *online* (PORDATA, 2019).

Para investigar uma tipologia de consumo específica, replicar-se-ia a metodologia demonstrada na Fig. 1.

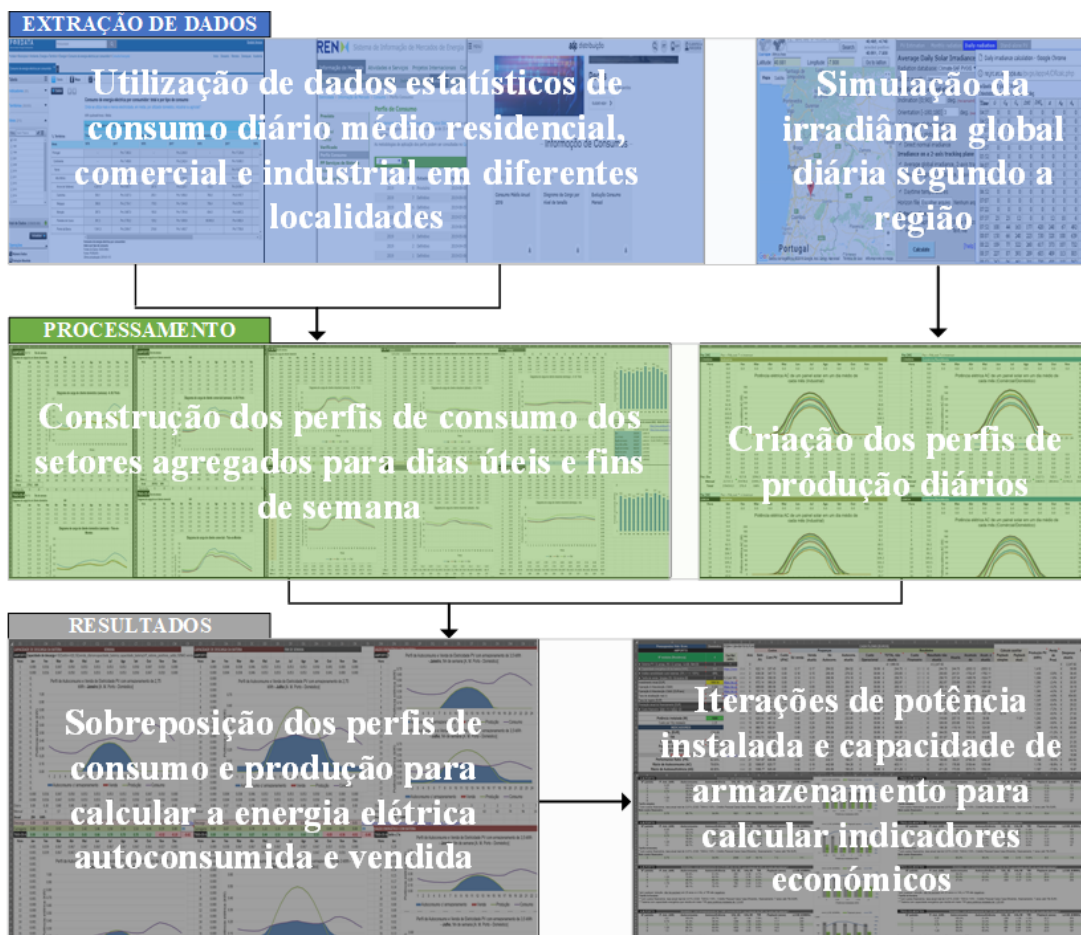


Fig. 1. Fluxo de trabalho para o estudo de viabilidade económica

A Figura 2 mostra as localidades escolhidas a partir dos critérios de maior concentração populacional e atividade económica para *prosumers* domésticos e comerciais, e presença de parques industriais e aglomeração da indústria transformadora para *prosumers* industriais.

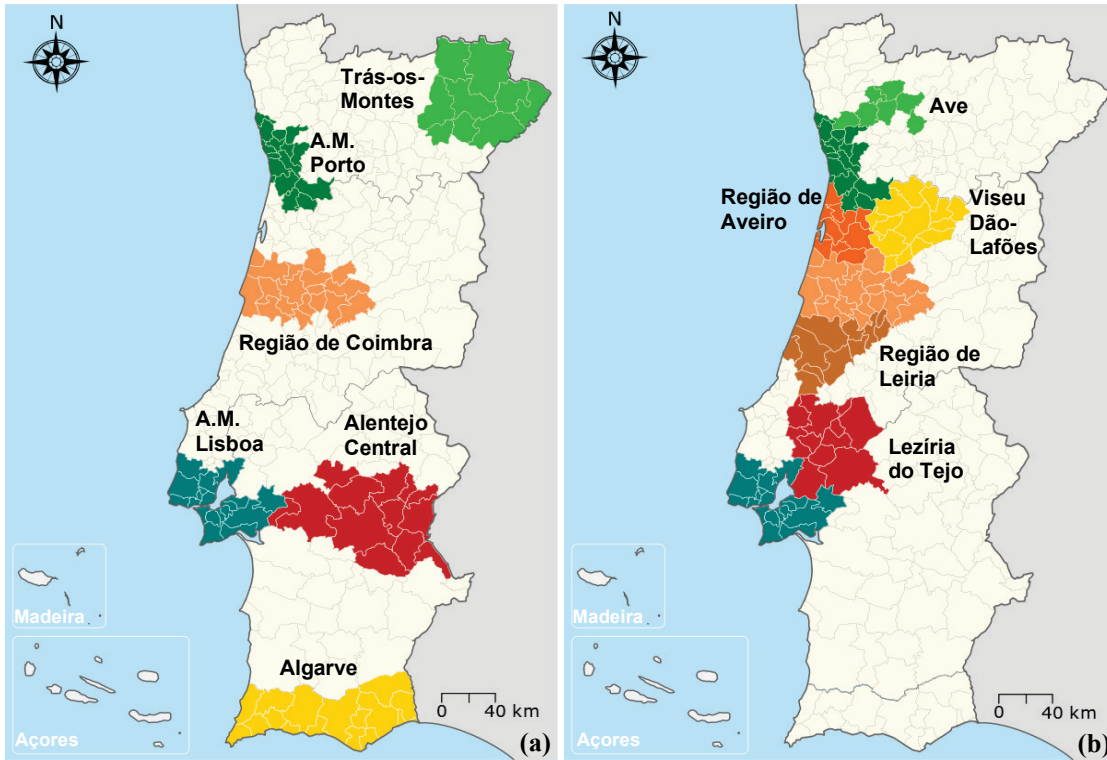


Fig. 2. Regiões escolhidas em Portugal para o estudo de viabilidade económica relativamente aos (a) *prosumers* domésticos e comerciais, e (b) *prosumers* industriais (adaptado de PORDATA, 2019)

Com coordenadas de latitude e longitude de cada região, foi possível aceder dados de irradiação global e temperatura no programa PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) para calcular a potência eléctrica gerada por um painel solar (Huld, Müller and Gambardella, 2012). As Equações (5) à (8) resumem os cálculos necessários para determinar a *output* de um módulo PV (adaptado de Masters, 2013).

$$P_{DC} = P_{DC,STC} \times \frac{G}{1000} \times [1 - \alpha_p (T_{cél} - 25)] [W] \quad (5)$$

$$T_{cél} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G [^{\circ}C] \quad (6)$$

$$P_{DC,out} = P_{DC} \times (1 - Pe_{sujidade}) \times (1 - Pe_{joule}) \times (1 - Pe_{módulos dif.}) \times (1 - Pe_{sombre.}) \quad (7)$$

$$P_{AC} = P_{DC out} \times \eta_{inversor} \quad (8)$$

onde P_{DC} é a potência eléctrica em corrente directa, $P_{DC,STC}$ é a potência do módulo em condições de referência (*Standard Test Conditions*, 1 000 W/m²), G é a fração da irradiação em relação ao STC, α_p é o coeficiente de perda de potência em função da temperatura, $T_{cél}$ é a temperatura da célula solar, T_{amb} é a temperatura ambiente, NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) é a temperatura nominal de operação da célula, $P_{DC,out}$ é a potência de saída do módulo, P_{DC} é a potência gerada no módulo, “ Pe ” representa as perdas associadas ao sistema (sujidade, efeito Joule, diferença nos parâmetros dos módulos ou *mismatch* e sombreamento que varia em função da localização), P_{AC} é a potência disponível para as cargas/rede e $\eta_{inversor}$ é o rendimento do inversor.

A sobreposição dos perfis de consumo e produção permite vislumbrar o saldo energético de uma determinada instalação consumidora, resultando num défice, saldo nulo ou excedente energético. O regime remuneratório em Portugal permite a venda da energia eléctrica proveniente de uma UPAC a 90% do preço de fecho do Mercado Ibérico (Masson and Kaizuka, 2019); na prática, o retorno para o investidor é de aproximadamente 25% comparado com a poupança através do autoconsumo (Marques, 2019). Neste contexto, existe um ponto ótimo em termos da potência instalada do sistema PV – e da capacidade de armazenamento energético de um banco de baterias – sendo possível maximizar o rendimento ao consumidor através de iterações de potência/energia.

As Equações (9) à (12) sintetizam, respetivamente, os indicadores económicos selecionados para apreciar a viabilidade económica dos projetos PV: o valor atual líquido (VAL), que representa a diferença entre o valor e o custo de um projeto; a taxa interna de rentabilidade (TIR), que deve ser superior ao custo de oportunidade de capital ou taxa de atualização de projeto; o período de retorno do investimento (PRI), devendo ser menor do que o tempo máximo aceitável (*cutoff period*); e o custo nivelado de energia (LCOE), que permite comparar o custo de funcionamento de uma fonte eletroprodutora com o mercado (Brealey, Myers and Allen, 2017; Kost et al., 2018).

$$VAL = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (9)$$

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (10)$$

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = C_0 \quad (11)$$

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (12)$$

onde C_0 é o investimento inicial, C_t representa o fluxo de caixa no ano “t”, “n” indica o período do projeto (25 anos para sistemas fotovoltaicos), “r” é a taxa de atualização, A_t é o custo anual de produzir energia ou de manutenção, e E_t equivale à energia produzida no ano. A potencialização da TIR foi o principal objetivo no dimensionamento das UPAC, minimizando o PRI e LCOE e conduzindo a valores elevados de VAL.

No que diz respeito ao custo total para instalar uma UPAC, foi feita uma pesquisa de mercado de *kits* de autoconsumo no mercado português (incluindo o imposto sobre o valor acrescentado, IVA) como ilustra a Fig. 3. Verifica-se economias de escala significativas com o aumento da potência, mas sistemas fotovoltaicos com acumulação energética apresentam-se ainda pouco acessíveis.

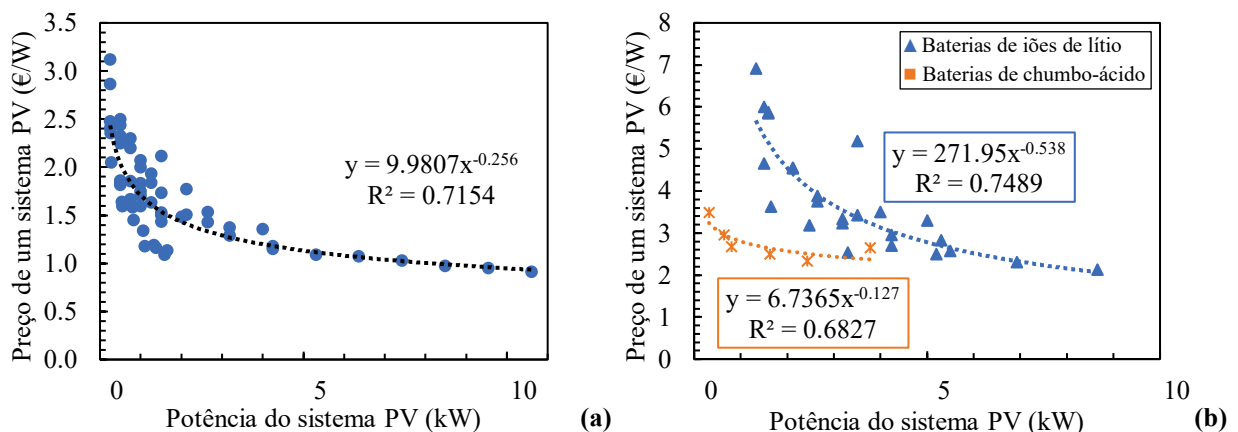


Fig. 3. Tendência de preço das ofertas de sistemas PV descentralizados em Portugal (2018-2019) (a) sem armazenamento e (b) com armazenamento (Marques, 2019)

No presente estudo também foi explorada a distribuição de área que seria ocupada na cobertura do parque edificado com a implantação de unidades de produção com potência instalada ótima. Sabendo-se que para 1 kW pico necessita-se de uma área de aproximadamente 7 m² – sendo que existe uma disponibilidade de cerca de 160 km² de área de cobertura em Portugal – (Huld et al., 2018), foi estimada a área total de cobertura necessária para instalar os sistemas PV ao conhecer o número de consumidores em cada região e a potência ótima para cada *prosumer* (Marques, 2019).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A comparação dos resultados de capacidade técnica PV distribuída pode ser visualizada na Fig. 4, revelando variações notáveis entre as metodologias adotadas. Apesar da abordagem do RNC2050 e da (IEA, 2002) ser a mesma, neste trabalho foi considerada somente a área de cobertura dos edifícios e não das fachadas. Com a modificação desta metodologia utilizando dados da DGEG do parque edificado no território nacional, obtém-se uma estimativa de área

de cobertura solar mais direcionada para a realidade portuguesa que não depende de dados de população ou do parâmetro médio de 18,5 m²/capita. A abordagem da (IEA, 2016) introduz um método de cálculo a partir da densidade populacional que pode não refletir precisamente a organização urbana de cidades maiores e menores, superestimando ou subestimando a extensão de cobertura solar. Em síntese, calculou-se potenciais acima dos valores do RNC2050, sugerindo que existe boa margem para o PV distribuído desenvolver-se além das projeções do roteiro.

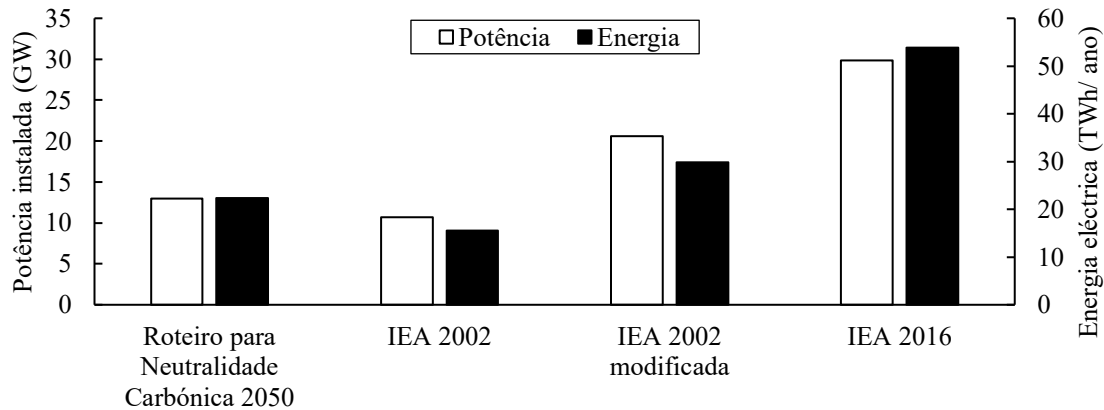


Fig. 4. Comparação do potencial solar fotovoltaico descentralizado em Portugal entre o RNC2050 e metodologias da IEA (adaptado de IEA, 2002; IEA, 2016; MATE, 2019)

Relativamente à viabilidade económica das UPAC em Portugal, como mostra a Tabela 1 com as regiões em comum para cada tipologia estudada, nota-se maiores índices de rentabilidade para consumidores não residenciais em virtude de maiores consumos ao longo do dia. Há viabilidade para sistemas PV com baterias no âmbito comercial/industrial considerando incentivos financeiros; já para *prosumers* domésticos, a falta de algum apoio fiscal torna o investimento em UPAC – sem e com acumulação energética – menos interessante do que para as outras tipologias.

Tabela 1. Síntese dos indicadores económicos para as regiões do Porto, Coimbra e Lisboa nas três tipologias estudadas (sectores agregados)

Armazenamento	Tipologia	Regiões	Potência (kWp)	Energia (kWh)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)
Sem baterias	Residencial	Porto	0,8	-	14	8,3	122
		Coimbra	0,5	-	13	9,1	136
		Lisboa	0,5	-	14	8,6	129
	Comercial	Porto	5	-	23	4,9	86
		Coimbra	4,8	-	22	5,2	86
		Lisboa	5	-	25	4,5	81
	Industrial	Porto	54	-	30	3,7	52
		Coimbra	128	-	41	2,6	42
		Lisboa	61	-	35	3,1	48
Com baterias ^a	Residencial ^b	Porto	1	1	10	11,8	184
		Coimbra	0,8	1	9	12,4	200
		Lisboa	0,8	1	10	11,9	191
	Comercial ^c	Porto	11	19	16	7,3	119
		Coimbra	8,8	16,5	14	8,5	134
		Lisboa	11,3	21,5	17	6,7	115
	Industrial ^c	Porto	74,3	159	30	3,7	59
		Coimbra	74,5	1	43	2,4	43
		Lisboa	74,3	140,5	36	3	54

Nota: a. com redução de 50% nos preços correntes de mercado; b. baterias de chumbo-ácido; c. baterias de íões de lítio.

Em complemento à Tabela 1, as Figs. 5 e 6 apresentam, respetivamente, os fluxos energéticos de unidades de produção sem e com armazenamento para um *prosumer* residencial no Porto e um *prosumer* não residencial em Lisboa. Observa-se que é possível maximizar o autoconsumo com a incorporação de baterias, mas seu custo elevado e a falta de incentivos torna o investimento menos atrativo do que adquirir sistemas sem armazenamento.

No que se refere ao espaço de cobertura disponível para implantar sistemas PV com potência instalada ótima – considerando o número de utentes no país, os consumos do setor agregado de cada tipologia e UPAC sem acumulação energética – ocupar-se-ia cerca de metade da área de cobertura disponível em Portugal. Com isto, há espaço suficiente para cumprir a meta do RNC2050 e atingir um potencial técnico PV distribuído superior a 13 GW (Marques, 2019).

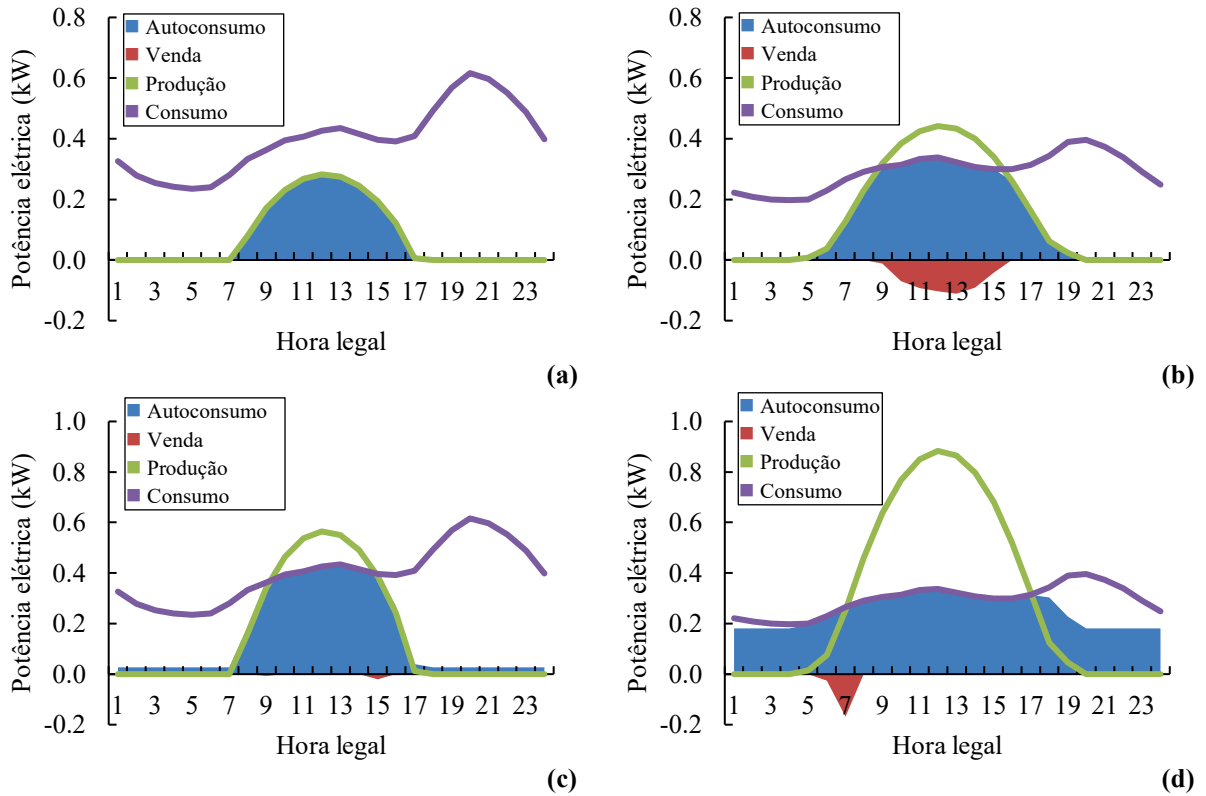


Fig. 5. Perfis de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* residencial (sector agregado) num dia útil em Porto, sem armazenamento em (a) janeiro e (b) julho; e com baterias de chumbo-ácido em (c) janeiro e (d) julho (adaptado de Huld, Müller and Gambardella, 2012; PORDATA, 2019; REN, 2019)

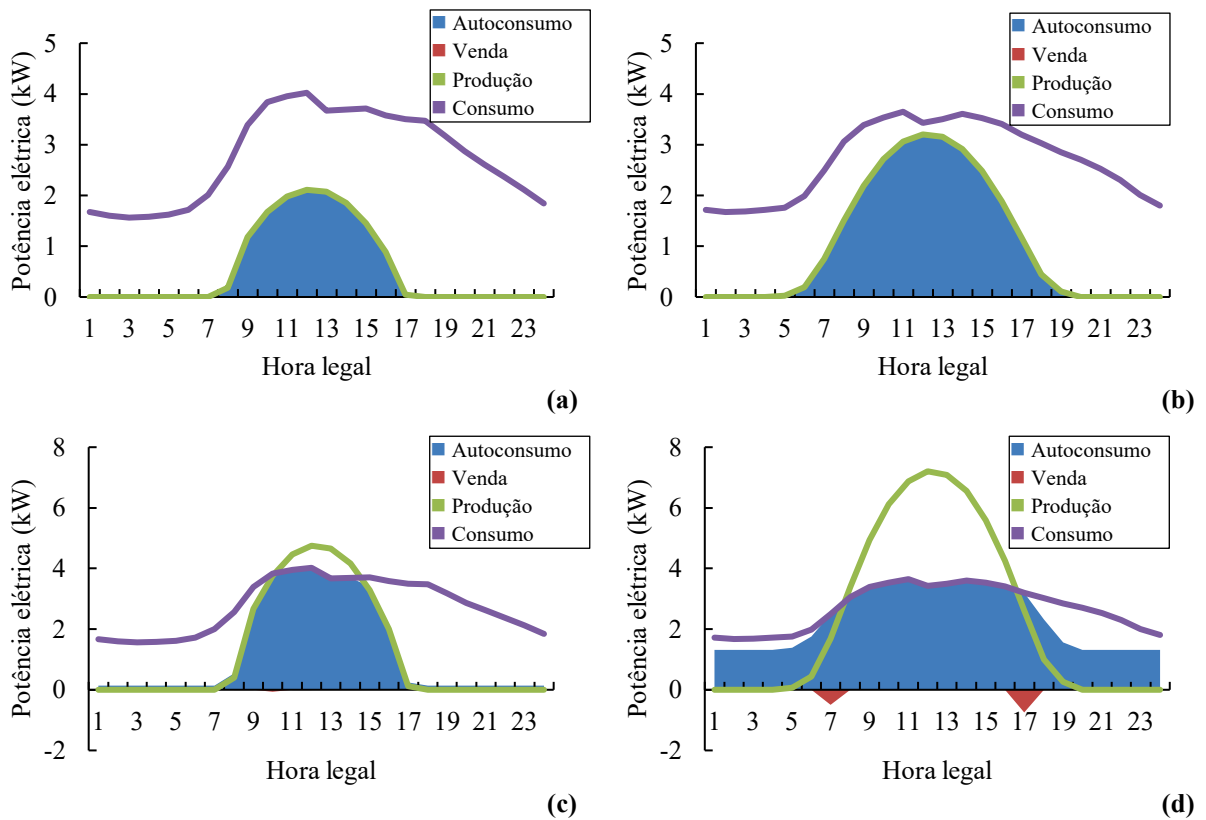


Fig. 6. Perfis de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* não residencial (sector agregado) num dia útil em Lisboa, sem armazenamento em (a) janeiro e (b) julho; e com baterias de íões de lítio em (c) janeiro e (d) julho (adaptado de Huld, Müller and Gambardella, 2012; PORDATA, 2019; REN, 2019)

CONCLUSÕES

Os modelos de cálculo da IEA aplicados neste trabalho indicam que em Portugal existe um potencial técnico PV descentralizado ainda pouco aproveitado, com ampla margem para desenvolver-se para além das projeções de 13 GW do RNC2050.

A possibilidade de haver uma larga adoção da tecnologia em território nacional assenta-se na viabilidade económica favorável das UPAC, condicionada pelo custo elevado das tarifas de energia elétrica e pela elevada irradiação global que incide no país. Consumos mais elevados durante o pico solar, como ocorre com instalações comerciais e industriais, conseguem potencializar os custos evitados com o autoconsumo e aumentar a rentabilidade de sistemas fotovoltaicos. *Prosumers* residenciais, por sua vez, têm menor sobreposição de geração PV e consumo energético que tipicamente cresce no fim da tarde. Neste caso, muitos investimentos no âmbito doméstico só se tornam atrativos com o auxílio de incentivos fiscais. O armazenamento energético também pode ser um grande impulsionador da tecnologia PV, mas as condições presentes de mercado impedem uma maior difusão das baterias.

Com larga disponibilidade de área de cobertura no parque edificado nacional, Portugal possui uma grande oportunidade para protagonizar um crescimento mais acentuado da tecnologia solar fotovoltaica distribuída rumo à descarbonização de sua economia até 2050.

REFERÊNCIAS

Brealey, R. A., Myers, S. C. and Allen, F. (2017) *Principles of corporate finance. The McGraw-Hill/Irwin Series in Finance, Insurance, and Real Estate* Twelfth edition. edn. New York, NY: McGraw-Hill/Education.

DGEG (2014) *Estratégia Nacional para a Renovação de Edifícios*. Direção Geral de Energia e Geologia, Portugal: República Portuguesa.

EDP (2017) *Energy Outlook 2017*, Portugal: Energias de Portugal. Disponível em: <https://www.edp.com/sites/default/files/eo2017.pdf>.

Eurostat (2019) 'Estatísticas sobre os preços da eletricidade', pp. 1, *Eurostat - Statistics Explained*, Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/pt#Pre.C3.A7os_da_eletricidade_para_consumidores_dom.C3.A9sticos.

Huld, T., Bódis, K., Pascua, I. P., Dunlop, E., Taylor, N. and Jäger-Waldau, A. (2018) 'The Rooftop Potential For PV Systems In The European Union To Deliver The Paris Agreement', *European Energy Innovation*, pp. 4.

Huld, T., Müller, R. and Gambardella, A. (2012) 'A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa', *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, 86(6), pp. 1803-1815, *ScienceDirect*, Available: Solar Energy. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>.

IEA (2002) *Potential for Building Integrated Photovoltaics*, Switzerland: International Energy Agency (Report IEA-PVPS T7-4). Available at: http://www.ica-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam_frontend_push&docID=394.

IEA (2016) *Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems. Annex H - Rooftop Solar PV Potential in Cities*, France: OECD Publishing.

Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T. and Schlegl, T. (2018) *Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies*, Germany: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Available at: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf.

Marques, F. C. (2019) *Perspectivas de penetração da energia solar fotovoltaica no mercado português*. Mestrado em Engenharia de Energias Renováveis (Dissertação de Mestrado), Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa, Portugal.

Masson, G. and Kaizuka, I. (2019) *Trends in Photovoltaic Applications 2019*, Switzerland: International Energy Agency (Report IEA PVPS T1-36). Available at: https://www.dropbox.com/s/t6j1vw8dmd05kv6/Iea-pvps_report_2019.pdf?dl=0.

Masters, G. M. (2013) *Renewable and efficient electric power systems*. 2nd edition. edn. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons, Inc., p. 712.

MATE (2019) *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050). Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050*. Ministério do Ambiente e Transição Energética, Portugal: República Portuguesa.

Pearsall, N. M. (2017) '1 - Introduction to photovoltaic system performance', *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, pp. 1-19, *ScienceDirect*, Available: Woodhead Publishing. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-336-2.00001-X>.

PORDATA (2019) *Consumo de energia eléctrica por consumidor: total e por tipo de consumo*. Portugal: Fundação Francisco Manuel dos Santos. Disponível em: <https://www.pordata.pt/Municipios/Consumo+de+energia+el%C3%A9ctrica+por+consumidor+total+e+por+tipo+de+consumo-436> (Acedido: 10 abril 2019).