

QUADRO REGULATÓRIO PARA ENERGIAS RENOVÁVEIS EM AMBIENTE URBANO EM PORTUGAL

Linha Temática [5]: Regulamentação

T. Simões¹, V. Daniel², A. Estanqueiro³

(1) LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., teresa.simoese@lneg.pt

(2) FCUL – Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, vando.daniel2011@gmail.com

(3) LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., ana.estanqueiro@lneg.pt

RESUMO

Nos últimos anos a preocupação das entidades governamentais com o aquecimento global conduziu ao lançamento de várias iniciativas europeias e nacionais visando a redução das emissões de gases de efeito de estufa e da dependência em combustíveis fósseis. A preocupação em tornar mais eficiente o consumo de energia, tem conduzido nos últimos anos à adoção de medidas de sensibilização das sociedades para a utilização eficiente de recursos energéticos. Assim, surgiram nos anos mais recentes conceitos como, Cidades Inteligentes, os quais recorrem à utilização de sistemas de energias renováveis para produção de eletricidade. Neste contexto, à semelhança do que ocorreu com a energia eólica convencional, foi necessário criar políticas incentivadoras à instalação de sistemas renováveis para a produção de eletricidade no contexto urbano e rural. Nesta sequência, surgiu em Portugal nos últimos anos, um novo quadro legislativo. Este incide especialmente na regulamentação da capacidade a instalar e no tarifário de venda da energia referente a cada tecnologia de produção. Assim, apresenta-se a regulamentação aplicada em Portugal, com a descrição dos aspetos mais relevantes dos diplomas legais publicados nesta área até à presente data e o seu impacto no crescimento deste setor das energias renováveis, bem como um caso de estudo ilustrativo.

Palavras chave: Microprodução renovável, regulamentação, cidades inteligentes, energia eólica

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a preocupação mundial com o aquecimento global originou várias medidas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera e a dependência de combustíveis fósseis. Além disso, a preocupação em reduzir o consumo de eletricidade levou à procura de soluções alternativas para a geração de energia e a iniciativas para aumentar a consciencialização das sociedades para as questões energéticas – custos da eletricidade, consumos, etc.. Para tal, diversas medidas têm sido tomadas para modificar a rota do paradigma energético, através do aumento da produção descentralizada de eletricidade com base em fontes renováveis. Esta ideia é ainda reforçada pelo facto de existirem naturalmente condições ideais para a exploração dos recursos naturais e geração de energia que permitam suprir as necessidades do consumo elétrico nas cidades e ambientes construídos, quer do setor residencial quer do setor de serviços.

Portugal não foi alheio a esta problemática e iniciou em 2002 o seu percurso na elaboração e publicação de regulamentação legal para incentivar a instalação de sistemas de produção de eletricidade por via de fontes de energia renovável, com a publicação do Decreto-Lei 68/2002 de 25 de Março (Decreto-lei 68/2002 de 25 de Março do Ministério da Economia, 2002) o qual apresenta pela primeira vez o conceito de consumidor-produtor. Este autoriza e regula a produção de energia elétrica para consumo próprio e a venda de 50% para a rede elétrica com tarifa similar à dos grandes parques eólicos e com capacidade máxima de 150 kW. No entanto, cinco anos depois de publicada esta lei, não havia ainda um número significativo de sistemas licenciados no âmbito da mesma. Desta forma, o governo português publicou um novo regulamento sobre microprodução, através do Decreto Lei 363/2007 de 2 de Novembro (Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro do Ministério da Economia e da Inovação, 2007), que tornou os procedimentos de licenciamento mais fáceis (utilizando a Internet) e as tarifas de venda da energia mais atrativas. Após a publicação deste Dec.-Lei e da implementação dos procedimentos, em particular, com a criação de uma plataforma de registo dos produtores-consumidores, a microprodução de energia por via de sistemas de energia renováveis, sofreu um aumento significativo. Da mesma forma, a procura de sistemas desta natureza e a investigação e desenvolvimento de novos materiais, em particular nos sistemas solares fotovoltaicos promoveu um decréscimo significativo dos custos destes sistemas e motivou diversas atualizações ao Dec.-Lei 363/2007 de 2 de Novembro, tendo culminado na sua revogação e na publicação de novos diplomas ao longo da última década. Neste artigo pretende-se apresentar o historial dos diplomas legais que fizeram parte do desenvolvimento das energias renováveis de baixa potência e apresentar um caso de estudo com aplicação do diploma legal atualmente em vigor em Portugal.

2. EVOLUÇÃO DO QUADRO LEGISLATIVO DE MICRO E MINIGERAÇÃO RENOVÁVEL EM PORTUGAL

De acordo com o Dec.-Lei nº34/2011 de 8 de Março, define-se como miniprodução a “atividade de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade, recorrendo para tal a recursos renováveis, e entregando, contra remuneração, eletricidade à rede pública, na condição que exista consumo efetivo de eletricidade no local da instalação.” (Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, 2011). Como microprodução entende-se, de acordo com o mesmo diploma, a “atividade de muito pequena produção para autoconsumo”, a qual tm regime próprio.

Após a publicação do Dec.- Lei nº 68/2002, face à reduzida adesão verificada nos anos subsequentes, foi publicado o Dec.-Lei nº 363/2007. Este teve como principal objetivo simplificar o procedimento de licenciamento para ligação à rede de baixa tensão, e, em simultâneo, incentivar a instalação de pequenos sistemas renováveis para a produção de eletricidade através da introdução de um regime de bonificação da tarifa. De acordo com este diploma, qualquer entidade que possuísse um contrato para compra de eletricidade, podia tornar-se um produtor de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (e.g. energia solar, eólica, hídrica, cogeração, biomassa e pilhas de combustível a partir de hidrogénio). Os sistemas podiam ter apenas uma fonte renovável ou consistir num sistema híbrido desde que não se excedesse a produção limite anual por kW instalado de 2,4 MWh para energia solar e 4,0 MWh para outras fontes de energia.

Este diploma estabelecia dois tipos de regime; o regime geral e o regime bonificado. No regime geral, a capacidade máxima que era possível instalar correspondia de 5,75 kW e a tarifa igual ao custo da eletricidade vendida sob o contrato de compra. No regime bonificado (“benefícios adicionais”), os microprodutores podiam injetar no máximo 50% da energia mencionada no contrato de compra, limitado a 3,68 kW. No entanto, para ter acesso a esses benefícios, no caso de habitações individuais, era exigida a instalação de 2m² de coletores solares, e no caso de condomínios, era exigida uma certificação energética. A tarifa de referência era garantida nos primeiros cinco anos após a instalação, correspondendo a 650 €/MWh para os primeiros 10 MW instalados e diminuindo 5% para cada 10 MW adicionais registados por ano numa plataforma eletrónica criada especialmente para este efeito – Sistema de Registo de Microprodutores (SRM). A tarifa a aplicar dependia da tecnologia de energia renovável usada, e correspondia a 100% da tarifa de referência para energia solar, 70% para energia eólica e 30% para as restantes. O licenciamento era realizado através da internet, via SRM, onde os produtores solicitavam e registavam as suas instalações (Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro do Ministério da

Economia e da Inovação, 2007). A aplicação da lei começou em Abril de 2008 com o primeiro pedido de registo de sistemas de microprodução. Até o final de fevereiro do ano seguinte, 5 MW já aguardavam inspeção dos sistemas para entrada em operação plena, entre os 25 MW já registrados.

Com a publicação deste Dec.- Lei, o governo português pretendia atingir em 2010, 165 MW de capacidade renovável destes sistemas renováveis, assumindo um crescimento de 20% ao ano. A aplicação da nova legislação excedeu as expectativas. No entanto, a maior expressão correspondeu a sistemas de energia solar fotovoltaica, em particular por consumidores domésticos, a partir daí, também produtores de energia.

Esta legislação, sofreu várias atualizações nos anos seguintes, em particular no que se refere aos procedimentos e tarifas a aplicar. Uma das alterações ocorreu em 2010 com a publicação do Dec.-Lei nº118-A/2010 de 25 de Outubro. Neste diploma foram apresentadas novas redações de algumas cláusulas do diploma inicial, clarificando-se os critérios de elegibilidade dos microprodutores – “o diploma aplica-se à microprodução de electricidade a partir de recursos renováveis e à microprodução de electricidade e calor em cogeração, ainda que não renovável, mediante a utilização de uma unidade ou instalação, monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW” (Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, 2010), obrigando a que o microprodutor registasse apenas uma tecnologia renovável. Introduziu ainda a opção de instalação de caldeira a Biomassa para produção de calor em alternativa aos 2m² de coletores solares. Os termos do regime bonificado foram igualmente alterados sendo que a percentagem da retribuição de referência foi alterada no caso da Energia Eólica, de 70% para 80%. O período de vigência da tarifa bonificada passou também a ter uma duração e uma distribuição distinta do estipulado no diploma anterior.

Em 2011 foi publicado o Dec.- Lei nº34/2011 de 8 de Março que veio substituir o Dec.- Lei nº 68/2002. Este veio estabelecer o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência designadas por unidades de miniprodução. Neste estabeleceu-se, entre outros aspetos, que o produtor poderia consumir, ou vender a energia que produzisse. Este diploma, foi também, frequentemente, designado por “Lei do autoconsumo” (Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, 2011).

Em 2014, todos os diplomas anteriormente publicados e referidos neste documento, foram revogados sendo substituídos por um diploma único, o Dec.- Lei nº153/2014 de 20 de Outubro, cujo conteúdo se sumariza mais adiante neste documento (Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

2.1 O dec.- lei nº 153/2014 de 20 de Outubro

A produção descentralizada de energia elétrica em Portugal é, tal como foi referido, atualmente regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro, que estabelece um enquadramento legal único para a produção de energia elétrica para dois tipos de unidade de produção renovável – as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e as Unidades de Pequena Produção (UPP). As UPAC permitem ao produtor consumir a energia que produz, desde que esta esteja naturalmente associada à Unidade de Produção (e.g. habitação), estando ou não ligado à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), enquanto a UPP possibilita a venda da totalidade de energia produzida pela UP à RESP, como já acontecia no contexto do Dec.- Lei nº363/2007.

As UPAC e UPP são reguladas em comum no que respeita aos direitos e deveres do produtor, controlo prévio e normas específicas que abrangem as características de cada atividade aplicada. As UP estão sujeitas a um registo prévio e a sua entrada em exploração está sujeita à obtenção de um certificado de exploração. As exceções a este controlo ocorrem nos seguintes casos:

- UPAC com um valor superior a 1 MW de potência instalada requer para a sua instalação e exploração uma licença de produção e licença de exploração.
- UPAC com um valor superior a 200 W e inferior ou igual a 1,5 kW ou cuja a instalação elétrica utilizada não se encontre ligada à RESP está sujeita apenas a uma mera comunicação prévia de exploração.
- UPAC com um valor potência instalada inferior ou igual a 200W está isenta de controlo prévio.

O produtor singular ou coletivo tem que cumprir os seguintes requisitos para proceder ao registo de uma UP:

- À data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica, caso esta se encontre ligada à RESP, seja titular do contrato de fornecimento de energia com um comercializador de eletricidade;
- A potência de ligação (potência máxima ou, no caso de instalações com inversores, a potência nominal de saída deste equipamento, em kW ou kVA, que o produtor pode injetar na RESP) da UP seja menor ou igual a 100% da potência contratada do contrato estabelecido referido anteriormente;
- No caso da UPAC a potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação;
- No caso da UPP, a energia consumida na respetiva instalação de utilização seja igual ou superior a 50% da energia produzida pela respetiva unidade, tendo como referência a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior.
- Quando a instalação elétrica se encontra conectada à RESP, o promotor deve averiguar as condições técnicas de ligação no local onde pretende instalar a UP, de forma a garantir as condições adequadas à receção de eventuais excedentes de eletricidade, salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento Técnico e de Qualidade aprovado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) (Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

A portaria n.º14/2015 (Portaria n.º 14/2015 de 23 de Janeiro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2015) fixa as taxas de registo das unidades produtoras, e das inspeções e re-inspeções periódicas (10 em 10 anos).

Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC)

A UPAC permite que o consumidor produza a energia elétrica para satisfazer as suas necessidades próprias de consumo da instalação que está associada à respetiva UP, podendo a energia produzida ter origem em tecnologias de origem renovável ou não renovável, e estar ou não ligadas à RESP. Estas estão ainda limitadas no que respeita à potência instalada a qual não pode exceder o dobro da potência de ligação. A potência de ligação está limitada ao valor de potência contratada que foi estabelecido entre o produtor e o comercializador de eletricidade.

No caso de haver ligação à RESP e a potência instalada na UPAC não ser superior 1 MW, o produtor pode estabelecer um contrato de venda do excedente de energia de origem renovável que for produzido pela UPAC com um Comercializador de Último Recurso (CUR). A remuneração ao produtor tem em atenção a compensação dos custos de injeção na RESP através da dedução de 10% do valor a remunerar. A equação (1) estabelece o valor de venda da energia fornecida à RESP numa base mensal, ($R_{RESP,m}$).

$$R_{RESP,m} = E_{RESP,m} \cdot OMIE_m \cdot 0,9 \quad (1)$$

Onde ($R_{RESP,m}$) é o valor mensal da remuneração, $E_{RESP,m}$ é o energia não consumida e fornecida à RESP, e $OMIE_m$ é o valor da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m”.

Existe ainda o pagamento de uma compensação mensal fixa por cada quilowatt (kW) instalado, nos primeiros 10 anos após a emissão do certificado de exploração, esta compensação é para UPAC cujo o valor de potência instalada seja superior a 1,5 kW e que se encontrem ligados à RESP. A compensação tem como objetivo a possibilidade de recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema. O valor da compensação ($C_{UPAC,m}$) é calculado através da expressão (2):

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \cdot V_{CIEG,t} \cdot K_t \quad (2)$$

Onde P_{UPAC} é o valor de potência instalada na UPAC e que consta no certificado de exploração, $V_{CIEG,t}$ corresponde ao valor que permite recuperar os CIEG (Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral) da respetiva UPAC, K_t o coeficiente de ponderação, entre 0% e 50% a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Eléctrico Nacional e t o ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O valor de K_t pode assumir os seguintes valores:

- $K_t=50\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC exceda os 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do Sistema Eléctrico Nacional (SEN);
- $K_t=30\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, se situe entre 1% e os 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $K_t=0\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, seja inferior a 1% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN.

Existe ainda a possibilidade de o produtor não celebrar contratos de venda da eletricidade com o CUR, tendo como alternativa estabelecer relacionamento comercial para a venda a mercados organizados ou mediante contrato bilateral (Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

Unidades de Pequena Produção (UPP)

A UPP destina-se exclusivamente à produção de eletricidade de origem renovável através de um só tipo de tecnologia de produção, onde a totalidade da energia produzida pela UPP é vendida à RESP. A UPP está limitada ao nível da potência de ligação, pois não pode ultrapassar o valor de potência contratada ao fornecedor de energia e tem um limite máximo de 250 kW de ligação à rede. Acresce que a UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação num ano. Caso exista um excedente de produção esta é injetada na rede elétrica, mas não é devida remuneração ao produtor.

Para cada ano civil está atribuído uma quota máxima de potência de ligação de 20 MW, a alocar mediante despacho a publicar no Sistema Eletrónico de Registo de UPAC e UPP, no último dia de cada ano civil.

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada através de uma tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência que é estabelecida mediante a portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, até ao dia 15 de Dezembro de cada ano. Esta tarifa de remuneração está em vigor durante um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica à RESP.

O valor da tarifa de referência é atribuído consoante o tipo de categoria em que a UPP se encontre, sendo estas categorias diferenciadas pelo tipo de tecnologia associada à UPP (Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014). Para o ano de 2017, a tarifa de referência foi fixada pela Portaria n.º 20/2017 de 11 de Janeiro, cujo os valores são (Portaria n.º 20/2017 de 11 de janeiro do Ministério da Economia, 2017):

Categoria I – 95 €/MWh para instalação só com UPP.

Categoria II – 105 €/MWh para instalação da UPP e pretensão do produtor de instalar no local de consumo associado à UPP uma tomada elétrica para carregamento dos veículos elétricos.

Categoria III – 100 €/MWh para instalação da UPP e pretensão do produtor de instalar no local de consumo associado à UPP coletores solares térmicos com uma área útil mínima de 2 m² ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

A tarifa de referência varia de acordo com o tipo de energia primária a ser utilizada.

Tabela 1 – Variação do valor da tarifa de referencia com a tecnologia de produção de energia a ser utilizada na UPP.

ENERGIA PRIMÁRIA	TARIFA DE REFERÊNCIA [%]	LIMITE DE VENDA ELETRICIDADE [MWh/ano]
SOLAR	100	2.60
BIOMASSA	90	5.00
BIOGÁS	90	5.00
EÓLICA	70	2.60
HÍDRICA	60	5.00

A figura 1 apresenta a capacidade eólica instalada em Micro e Minigeração em Portugal, bem como a produção energética correspondente.

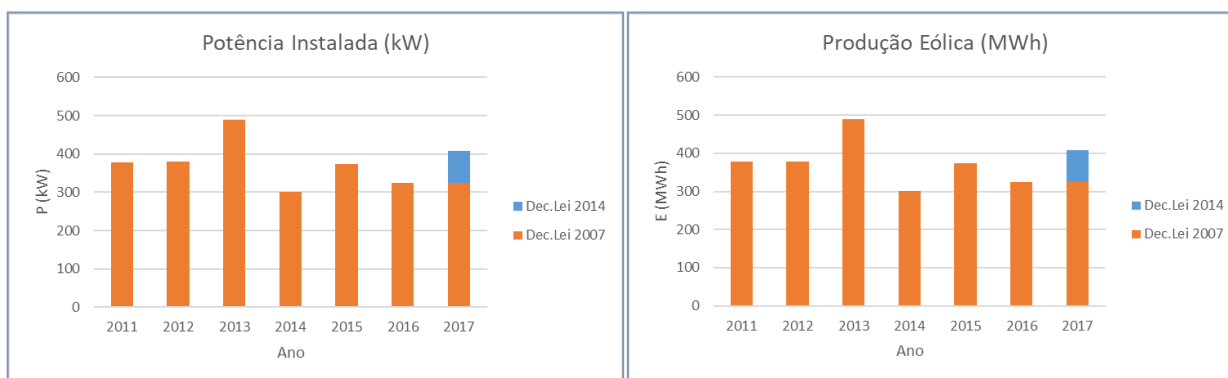


Figura 1.- Capacidade micro e minigeração instalada em Portugal e evolução da produção eólica com base nos diplomas legais de suporte.

3. APLICAÇÃO DA LEGISLAÇÃO ATUAL A UM CASO DE ESTUDO

Neste capítulo apresenta-se a aplicação do diploma atualmente em vigor a um caso de estudo. No caso presente seleccionou-se uma cidade situada na região Oeste de Portugal, Torres Vedras, onde já foi identificado o potencial solar e eólico da mesma, e onde, atualmente, são aplicadas diversas medidas de eficiência energética, na sequência da adesão do município ao “Pacto dos Autarcas”. Neste contexto, seleccionou-se um edifício camarário onde se efetuou o estudo de viabilidade energética e económica de acordo com as regras e tarifário de venda da energia à rede elétrica estabelecidos no Dec.-Lei de 2014. Neste caso, ilustra-se o caso da instalação de cerca de 60kWp de painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica com 1kW de potência nominal.

3.1 Metodologia para implementação dos casos de estudo

A análise de viabilidade de uma instalação renovável, tendo em conta a atual legislação, passa por diversas fases, as quais se apresentam na figura 2.

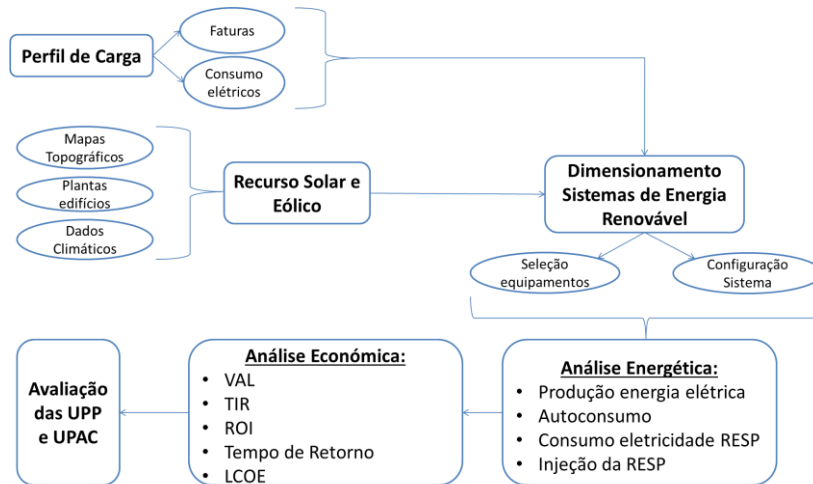


Figura 2.- Metodologia aplicada para a realização do caso de estudo.

A análise económica do projeto, foi efetuada com base na identificação dos custos de investimento, taxas e parâmetros relacionados, e determinação dos habituais indicadores económicos (expressões 3 a 8):

O Valor Atual Líquido (VAL) é a diferença entre as entradas e as saídas de caixa, denominado *cash-flow*, sendo atualizado durante o período de vida de funcionamento da instalação.

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} \quad (3)$$

Onde n corresponde à vida útil do equipamento, a corresponde à taxa de actualização, I_j o investimento efectuado no ano j e R_{Lj} a receita líquida obtida para o ano j , sendo obtida a partir da seguinte equação:

$$R_{Lj} = R_j - d_{O\&Mj}I_t \quad (4)$$

O valor de R_{Lj} é obtido através da diferença entre a receita bruta anual (R_j) e os encargos anuais associados à O&M dos equipamentos ($d_{O\&Mj}I_t$).

A Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) é a taxa de actualização que anula o VAL, logo a TIR resulta da equação de definição do VAL, satisfazendo a condição:

$$\sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+TIR)^j} = 0 \quad (5)$$

O Retorno do Investimento (ROI) define-se:

$$ROI = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j}}{\sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j}} \quad (6)$$

O ROI é uma medida da rentabilidade efetiva do projeto por unidade de capital investida, logo quando o valor de $ROI=1$ significa que por cada unidade investida é obtido precisamente uma unidade. Ao obter um valor de $ROI=1$ implica que o valor de $VAL=0$.

O Período de Recuperação (Tr) é o número de anos necessário à recuperação do investimento inicial, tendo em conta os valores futuros de *cash-flow*.

$$\sum_{j=1}^{Tr} \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} = \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} \quad (7)$$

O *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) representa o custo da eletricidade produzida durante o tempo de vida de uma unidade de conversão de energia, seja renovável ou não renovável. A obtenção deste valor resulta do quociente entre os custos totais de um sistema produtor de eletricidade durante o seu tempo de vida e da estimativa de eletricidade produzida durante esse mesmo período (E_j).

$$LCOE = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{I_j + d_{O\&Mj}}{(1+a)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+a)^j}} \quad (8)$$

No que diz respeito à análise energética do sistema, são analisados os dois tipos de unidades de produção, UPP e UPAC. No caso de uma Unidade de Pequena Produção (UPP) é tido em conta apenas o valor de produção de energia elétrica por parte do sistema de energia renovável, uma vez que a totalidade da energia produzida será transacionada com a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), como está estabelecido no Decreto-Lei n.º 153/2014. Numa Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) a análise energética terá em atenção o comportamento dos sistemas de produção de energia de origem renovável e o perfil de consumo dos edifícios em análise.

3.2 Caso de Estudo

Neste sub-capítulo apresenta-se o caso de estudo aplicado a um edifício de serviços onde se pretende instalar um sistema híbrido solar PV+Eólica. Nos parágrafos que se seguem, apresentam-se os dados recolhidos referentes à análise económica e energética, bem como os resultados obtidos.

Foram identificados e analisados os valores de investimento dos principais equipamentos relacionados com o tipo de sistema de energia renovável em estudo, sendo que os valores aplicados nos custos de aquisição dos equipamentos não consideram IVA.

Os encargos associados à instalação e a outros equipamentos correspondem a 10% do valor total de cada sistema. O valor definido para a taxa de atualização corresponde a 4% (Camilo, F. M. et al., 2017), enquanto os custos de O&M anuais corresponde a cerca de 1% do investimento total para o sistema solar fotovoltaico e 2% para o sistema com microturbina eólica (Camilo, F. M. et al., 2017) (Dufo-López, R. et al., 2016). O valor de inflação a ser aplicado à tarifa de energia elétrica e aos custos de operação e manutenção ao longo do período de vida dos equipamentos é de 0,6% (Dufo-López, R. et al., 2016).

Tabela 2 - Parâmetros económicos para a realização da análise económica de UPP e UPAC

O&M		TEMPO DE VIDA			TAXA		CUSTO INSTALAÇÃO [%]
SOLAR [%]	EÓLICA [%]	SOLAR [anos]	EÓLICA [anos]	INVERSOR [anos]	DESCONTIO [%]	INFLAÇÃO [%]	
1	2	25	15	10	4	0.6	10

Em ambas as tecnologias de produção de energia renovável será considerado um período de vida de 10 anos para os inversores, sendo substituídos ao final desse período de vida e contabilizado o impacto dessa substituição nos custos anuais na análise económica (Dufo-López, R. et al., 2016).

Na análise económica teve-se em conta as taxas impostas pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, tendo sido contabilizado as taxas referentes ao registo e à inspeção periódica da UP. De salientar que o valor da taxa de registo foi aplicado inicialmente juntamente com a inspeção inicial a realizar à UP, sendo que esta última taxa é aplicada em períodos de 10 em 10 anos. O valor da tarifa transacionada a ser aplicada na venda de energia elétrica das UPP corresponde à categoria I.

Relativamente às unidades UPAC, são tidas em conta as seguintes variáveis:

- valor da tarifa de compra de energia ativa ($T_{Energia,h}$) e de redes de energia ativa ($T_{Redes,h}$) aplicado em cada ciclo horário estabelecido no ano de 2016 pela comercializadora elétrica ao município de Torres Vedras para cada edifício proposto.
- imposto referente ao consumo de eletricidade ($Imp_{eletricidade}$) que será poupado na fatura elétrica.

Logo, a receita bruta esperada pela instalação do sistema do tipo UPAC tem em conta o valor da tarifa final evitado ($T_{elétrica}$):

$$T_{elétrica} = T_{Energia,h} + T_{Redes,h} + Imp_{eletricidade} \quad (9)$$

A receita esperada pela poupança gerada pela não aquisição de energia à rede elétrica (R_{UPAC}) resulta do produto entre a energia produzida pelos sistemas de energia renovável e consumida no edifício (E_{UPAC}) e $T_{elétrica}$, através da seguinte equação:

$$R_{UPAC} = E_{UPAC} \cdot T_{elétrica} \quad (10)$$

O valor da tarifa de venda do excedente de produção de energia elétrica à RESP tem como base o valor mensal para o ano de 2016 da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (OMIE, 2016).

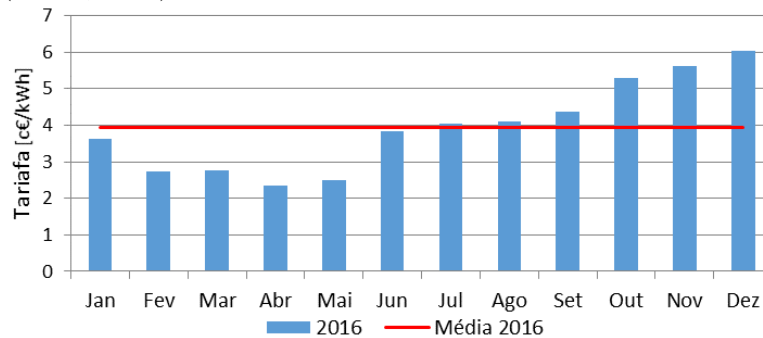


Figura 3.- Valores mensais do ano 2016 da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal.

A venda por parte do município do excedente de energia elétrica produzida pelos sistemas e não consumida nos edifícios é calculada a partir da equação 2. A receita bruta mensal ($Receita_m$) resulta das duas receitas abordadas anteriormente.

$$Receita_m = R_{UPAC,m} + R_{RESP,m} \quad (11)$$

A componente de avaliação económica passa, após determinação do tarifário de venda de energia, pela avaliação energética, a qual não é detalhada neste artigo, uma vez que se encontra fora do âmbito do mesmo, mas a sua metodologia e passos principais pode ser consultada na figura 2.

Como referido no capítulo da metodologia aplicada na análise económica, é realizada uma análise ao mercado português e europeu com o intuito de identificar os encargos associados à aquisição de tecnologia de energia renovável e seus componentes para a produção de energia elétrica.

3.2 Análise económica da instalação de sistemas renováveis no edifício multisserviços da Câmara Municipal de Torres Vedras

Numa perspetiva demonstrativa, são apresentados na tabela 3 os custos de investimento globais das tecnologias Solar Fotovoltaico (PV) e Eólica. No caso da UPP, foi estudada a instalação apenas de painéis solares devido à reduzida viabilidade energética da instalação de turbinas eólicas naquele local.

Tabela 3.- Investimento inicial para implementação de tecnologia solar fotovoltaica (~60kWp) e eólica (1kW)

TECNOLOGIA	INVESTIMENTO INICIAL
SOLAR PV (Policristalino)	49604.48
EÓLICA + SOLAR PV (Policristalino)	55909.02

A tabela 4, apresenta os resultados dos indicadores económicos para o caso de uma UPP Solar PV.

Tabela 4.- Indicadores económicos obtidos para uma UPP solar PV

VAL [€]	TIR [%]	ROI [%]	T _R	LCOE [€/kWh]
70 038,69	16,30	2,41	6 Anos e 5 meses	0,0475

Na análise económica a uma UPAC é essencial a identificação do valor das tarifas eléctricas aplicadas em certos períodos específicos do dia, com o intuito de ter uma análise económica próxima à realidade. Para essa análise teve-se em conta os valores que constam na Figura 4, tendo sido identificados quatro tarifas (super vazio, vazio, cheio e ponta) referentes às tarifas de aquisição de energia ativa e redes de energia ativa durante o ano de 2016 por parte da C. M. de Torres Vedras no edifício Multiserviços.

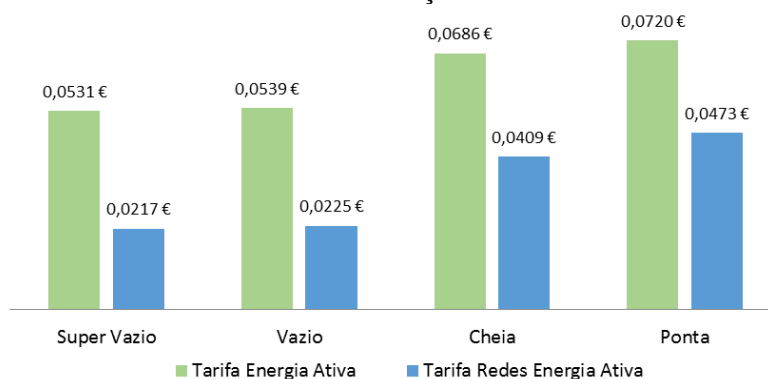


Figura 4.- Tarifas de energia ativa e redes de energia ativa aplicados no edifício Multiserviços provenientes da análise das faturas de energia eléctrica.

O valor das tarifas é aplicado para um horário de ciclo semanal normal, existindo alteração do horário de Inverno e de Verão nos dias em que ocorre a alteração da hora para o período de Inverno e de Verão. Relativamente aos custos anuais associados à aquisição de energia eléctrica o município de Torres Vedras teve uma despesa anual perto dos 38 000 € para o edifício Multiserviços. Desse valor anual cerca de 56,98 % está associado a custos no período de cheia, no período de horas de ponta as despesas equivalem 22,34 %, os períodos de vazio e super vazio correspondem 13,47 % e 6,25 %, respetivamente. O imposto sobre o consumo de eletricidade tem um impacto de 0,97% do custo anual total para o edifício Multiserviços. A tabela 5, apresenta os resultados dos indicadores económicos obtidos para um sistema híbrido.

Tabela 5.- Indicadores económicos obtidos para uma UPAC eólica+fotovoltaica

VAL [€]	TIR [%]	ROI [%]	T _R	LCOE [€/kWh]
76944.64	15.38	2.38	6 Anos e 11 meses	0.0538

3. CONCLUSÕES

Neste artigo apresentou-se a evolução do quadro legislativo da micro e miniprodução de renováveis desde 1982 até à presente data. As alterações verificadas seguiram um percurso semelhante ao verificado para as grandes centrais tendo-se iniciado com um leque de incentivos maioritariamente centrados na tarifa de venda da energia como forma de fomentar a instalação de sistemas de microprodução. Neste sentido, após a instalação massiva de sistemas de energias renováveis, onde a energia solar teve a maior expressão, o mercado Português de eletricidade seguiu os passos verificados na maioria dos países Europeus, com a atualização da regulamentação e entrada das tarifas de venda da energia no mercado de eletricidade. Apresentou-se ainda um caso de estudo centrado na vertente económica onde se seguiu o diploma legal atualmente em vigor. O caso de estudo foi realizado num município Português que aderiu ao “Pacto dos autarcas” e que tem demonstrado ao longo dos anos, um interesse crescente na redução de consumos, aplicação de medidas de eficiência energética e apoio à instalação de sistemas de energias renováveis. Os resultados obtidos demonstram que muito embora se tenha vindo a verificar ao longo dos anos uma redução no tarifário de venda de energia elétrica produzida por fontes renováveis, a instalação destes sistemas continua a ser viável.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Câmara Municipal de Torres Vedras pela disponibilização dos valores das suas faturas de eletricidade. Ao Geuffer Garcia pelo apoio na edição deste artigo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Camilo, F. M., Castro, R., Almeida, M. E. e Pires, V. F. (2017): Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal. *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 353–362.
- Decreto-lei 68/2002 de 25 de Março do Ministério da Economia. Diário da República n.º 71/2002, Série I-A de 2002-03-25. [Consult. 05 jul. 2017]. Disponível em <https://dre.tretas.org/dre/150483/decreto-lei-68-2002-de-25-de-marco>.
- Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro do Ministério da Economia e da Inovação. Diário da República n.º 211/2007, Série I de 2007-11-02. [Consult. 05 jul. 2017]. Disponível em <https://data.dre.pt/application/conteudo/629412>.
- Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Diário da República n.º 207/2010, 1º Suplemento, Série I de 2010-10-25. [Consult. 06 jul. 2017]. <https://dre.pt/application/conteudo/646164>.
- Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Diário da República n.º 47/2011, Série I de 2011-03-08. [Consult. 06 jul. 2017]. Disponível em <https://dre.pt/application/conteudo/279427>.
- Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Diário da República n.º 202/2014, Série I de 2014-10-20. [Consult. 07 jul. 2017]. <https://dre.pt/application/conteudo/58406974>.
-

Dufo-López, R., Cristóbal-Monreal, I. R. e Yusta, J. M. (2016): Stochastic-heuristic methodology for the optimisation of components and control variables of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems. *Renew. Energy*, vol. 99, pp. 919–935.

OMIE - Operador do Mercado Ibérico de Energia (2016): Relatórios Mensais da Evolução do Mercado de Energia Elétrica. *OMIE*. [Consult. 13 dez. 2017]. <http://www.omie.es/pt/principal/publicacoes>.

Portaria n.º 14/2015 de 23 de Janeiro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Diário da República n.º 16/2015, Série I de 2015-01-23. [Consult. 07 jul. 2017]. <https://dre.pt/application/conteudo/66321164>.

Portaria n.º 20/2017 de 11 de janeiro do Ministério da Economia. Diário da República n.º 8/2017, Série I de 2017-01-11. [Consult. 08 jul. 2017]. <https://dre.pt/application/conteudo/105746099>.
