

solar fotovoltaico

evolução da **legislação**
do solar **fotovoltaico**
em **Portugal** (2007-2019)

APESF – Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico

mais de **10 anos** depois
voltam os **leilões** de renováveis

MAS DESTA VEZ COM ENERGIA SOLAR E COM GANHOS
PARA OS CONSUMIDORES!

João Correia Bernardo
Diretor Geral da DGEG (Direção-Geral de Energia e Geologia)

o potencial do **fotovoltaico**
flutuante na hibridização
com a energia **hídrica**

O EXEMPLO DO ALTO RABAGÃO

Miguel Patena, EDP Produção S.A.
Director de Inovação e Tecnologia

avaliação do **potencial** energético
fotovoltaico em Cabo Verde

Eng.º Silvestre Baptista, Universidade de Cabo Verde

o **fotovoltaico** em Portugal:
recente **evolução**

António Joyce, Teresa Ponce de Leão
LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

no caminho da **descarbonização**

Vasco Nogueira, Head of Department – Energy, Efficiency and Renewable
Iep – Instituto Electrotécnico Português

o fim de **vida**
dos **módulos** fotovoltaicos

Luis Gil, João Isidro, Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)

cabos solares
para **instalações** fotovoltaicas

HELUKABEL Portugal

evolução da **legislação** do solar **fotovoltaico** em **Portugal** (2007-2019)

APESF – Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico

O Decreto-Lei 363/2007 de novembro de 2007 tutela o primeiro regime de produção descentralizada focado no solar fotovoltaico. O Decreto-Lei permite a instalação de sistemas de produção de energia elétrica de venda total à rede cuja remuneração era baseada numa FIT (*Feed in Tariff*), isto é, uma tarifa subsidiada de suporte ao setor que permitiu o início da democratização da produção de energia elétrica em regime descentralizado no local de consumo. O início deste programa remunerava o produtor a 650 €/MWh, valores que se justificavam pelo preço da tecnologia solar. Lembramos que o preço do módulo fotovoltaico [Wp] rondava em 2007 os 2,8 €/Wp. O tempo de amortização de um sistema solar fotovoltaico rondava os 8 anos.

Em março de 2011 é publicado o Decreto-Lei 34/2011. Era então possível aumentar a potência a instalar até aos 250 kWn com a mesma premissa FIT e com um valor de referência de 250 €/MWh. Isto é, o valor da referência de venda de energia para amortizar o investimento era reduzido em 61% em apenas 4 anos, sendo o preço médio do módulo fotovoltaico [Wp] em torno de 1 €/Wp. Esta redução de preço acompanhava a evolução tecnológica das soluções fotovoltaicas, mantendo o tempo de amortização económica do sistema (7 a 8 anos).

Em outubro de 2014 é publicado o Decreto-Lei 153/2014. Este documento marcou o ponto de viragem da indústria solar em Portugal. Foi o primeiro diploma que renunciou às tarifas subsidiadas dando origem ao conceito PROSUMER, isto é, produtor consumidor. Era agora possível rentabilizar um sistema fotovoltaico consumindo a energia elétrica por ele gerado, e deixando de comprar essa quantidade de energia a um qualquer comercializador de energia elétrica.

As taxas de amortização de um sistema de autoconsumo, à data, mantinham-se nos mesmos 7 a 8 anos. Era já possível produzir energia de forma mais económica do que comprar. O preço do módulo fotovoltaico [Wp] rondava os 0,6 €/Wp.

À data deste artigo, Portugal acaba de quebrar o *record* mundial no preço de venda de energia elétrica produzida numa central fotovoltaica de grandes dimensões: Uma empresa propôs-se vender a eletricidade a 14,63 €/MWh, cerca de 97,7% abaixo do preço a que o estado financiava as primeiras microgerações em Portugal é certo



que este preço não reflete o valor real de uma instalação para autoconsumo mas é uma tendência que não poderemos ignorar. Hoje, o custo de um módulo fotovoltaico está abaixo dos 0,3 €/Wp, 90% menos do que em 2007. Em regime de autoconsumo, um sistema solar fotovoltaico é amortizado em menos de 7 anos.

Para os críticos das tarifas subsidiadas fica o resumo de uma tecnologia que, verdade seja dita, pesou ao erário público durante alguns anos, mas que permitiu desenvolver todo um setor, criando empresas, postos de trabalho e internacionalizando empresas. Hoje, volvidos 12 anos, o solar fotovoltaico não é subsidiado, permite reduzir o *deficit* tarifário e gera, no caso do autoconsumo, competitividade às empresas que decidiram adotar a produção de parte da energia que consomem.

Em agosto de 2019 esteve em consulta pública, um documento que irá substituir o Decreto-Lei 153/2014. Da apreciação que se fez, o documento é uma evolução e adaptação natural dos mecanismos legislativos à tecnologia existente e aos preços das soluções de produção de energia elétrica descentralizada através de fontes endógenas. O novo Decreto-Lei irá introduzir o conceito de CER (Comunidade de Energia Renovável) como uma pessoa coletiva constituída de forma voluntária por sócios ou acionistas. Em resumo, será possível a criação de uma UPAC em regime CER onde todas as entidades constituintes da CER poderão definir a percentagem da energia elétrica que cada um poderá autoconsumir, por exemplo, num condomínio, poderá ser instalada uma UPAC onde os condóminos participantes da CER terão direito a uma percentagem da energia elétrica produzida.

Apesar da evolução ao longo dos anos ser positiva, não podemos esquecer as dificuldades que o setor atravessou, nomeadamente a falta de cumprimento de premissas constantes em diplomas legais, tais como:

- **Regulamentos:** a falta de publicação do Regulamento técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação. No Decreto-Lei 153/2014 tais Regulamentos nunca chegaram a ser publicados. A não-publicação destes regulamentos poderá inviabilizar, do ponto de vista técnico e financeiro, diversos projetos.
- **Garantias de origem:** são um direito do autoconsumidor de energia renovável. À data não é possível obter tais garantias.

Em suma, produzir energia no local de consumo é hoje um investimento cuja TIR é superior à grande maioria dos investimentos que qualquer empresa poderá realizar e, não nos poderemos esquecer, a produção de energia elétrica é renovável, contribuindo para a sustentabilidade ambiental e económica do país assim como confere um incremento de competitividade das empresas que, adotando estes sistemas, despendem menos na compra de energia elétrica. [tm](#)

O fotovoltaico em Portugal: recente evolução

O fotovoltaico em Portugal teve, nos últimos 6 meses, importantes desenvolvimentos que seguramente colocarão esta tecnologia como uma das principais contribuidoras para a transição para um setor energético totalmente descarbonizado.

António Joyce, Teresa Ponce de Leão
LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

A Secretaria de Estado da Energia (Despacho n.º 5532-B/2019 de 6 de junho) determinou a abertura de um procedimento concorrencial para atribuição de Reserva de Capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público para energia solar fotovoltaica, produzida em Centro Electroprodutor. A capacidade total a atribuir foi de 1400 MW, ou seja, mais do que o dobro da atual capacidade instalada em Portugal, que ronda os 700 MW. O procedimento concorrencial teve a forma, inédita em Portugal, de um leilão, por via eletrónica, que ocorreu no final do mês de julho e que atraiu um conjunto apreciável de empresas nacionais e estrangeiras. A instalação da capacidade atribuída far-se-á nos próximos 3 anos. Os resultados sugerem que este primeiro concurso, que atingiu em alguns casos preços de remuneração garantida (uma das duas modalidades previstas no concurso) muito baixos, que tiveram um mínimo de 14,8 €/MWh, foi um êxito. O leilão constituiu uma medida de política totalmente alinhada com o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030) que visa 9 GW de solar fotovoltaico em cerca de 10 anos.

Em simultâneo esteve, até ao início de agosto, em discussão pública, a redação do novo Decreto-Lei (para alteração do Decreto-Lei 153/2014) sobre a promoção e disseminação da produção descentralizada de energia a partir de fontes renováveis.

Estas duas iniciativas, do lado da produção centralizada e da produção descentralizada, nomeadamente no autoconsumo e nas comunidades energéticas e novos modelos de mercado para a eletricidade, trarão seguramente uma nova dinâmica ao mercado do fotovoltaico em Portugal.

A nível mundial, nomeadamente na OCDE, o relatório do PVPS (www.iea-pvps.org) da Agência Internacional de Energia “2019 Snapshot of Global PV Markets”, apresenta que em 2018 a capacidade cumulativa instalada a nível mundial de sistemas fotovoltaicos era de 510 GW, tendo sido instalados nesse ano cerca de 100 GW, com a China a instalar 45 GW, a Índia 10,8 GW e os USA 10,6 GW. É ainda referido que o fotovoltaico representa 2,58 % de toda a eletricidade produzida a nível mundial sendo que em Portugal o fotovoltaico contribui em 2,2% para o *mix* energético na produção.

O fotovoltaico será seguramente, nos próximos anos, a tecnologia de produção de eletricidade mais dinâmica e terá um papel muito significativo na prossecução dos objetivos de diminuir as emissões de gases de efeito de estufa.

Perante uma tecnologia aparentemente madura, quais serão os desafios em termos de Investigação e Desenvolvimento?

O fotovoltaico será seguramente, nos próximos anos, a tecnologia de produção de eletricidade mais dinâmica e terá um papel muito significativo na prossecução dos objetivos de diminuir as emissões de gases de efeito de estufa. Perante uma tecnologia aparentemente madura, quais serão os desafios em termos de Investigação e Desenvolvimento?

O Plano Nacional de Ciência e Tecnologia aposta na área temática, “Sistemas Sustentáveis de Energia” almejando uma produção 100% renovável em 2050 (60% em 2020 e 80% em 2030). Para atingir estes valores há ainda uma aposta na digitalização do sistema elétrico, redes inteligentes (*smart grids*) e integração e otimização da geração renovável variável (VRE) explorando soluções avançadas de flexibilidade operacional.

- Os recentes leilões vão tornar o fotovoltaico como a tecnologia de **produção centralizada** de eletricidade com maior capacidade instalada em Portugal. Vai ser fundamental a utilização de múltiplos mecanismos de flexibilização, sejam eles o armazenamento nas suas diferentes formas (hídrica, térmica, mecânica e eletroquímica), as interligações regionais e internacionais, a gestão da procura e a interação com a produção fóssil que continuará, pelo menos durante mais uma dezena de anos, fundamentalmente a partir das centrais de ciclo combinado a Gás Natural para que possamos otimizar a utilização do *mix* energético disponível em prol da redução de emissões, enquanto garantimos o abastecimento a custos aceitáveis. Fruto da eletrificação pela utilização de renováveis há setores que irão contribuir para acelerar a penetração, sendo eles o dos transportes, o do aquecimento e arrefecimento e o papel que o fotovoltaico poderá ter também no fornecimento de serviços de sistema.
- A **produção distribuída** será o maior dos desafios para o fotovoltaico num futuro próximo. Efetivamente, face ao aumento previsível da produção distribuída nomeadamente nos regimes de autoconsumo, o atual modelo do sistema elétrico baseado em centrais produtoras e redes com trânsitos unidirecionais que abastecem tipicamente consumidores “passivos”, passará a uma rede de distribuição “ativa” resultante

da proliferação da produção através dos chamados *Prosumers* (Produtores/Consumidores) e da possibilidade de troca direta de eletricidade entre qualquer *Prosumer*, próximo ou afastado. Esta alteração profunda irá desenvolver um conjunto de novas oportunidades, quer do ponto de vista da tecnologia quer da articulação dos diferentes mercados que, neste contexto, se irão, seguramente, desenvolver.

Fazer face a esta mudança será um desafio a novas soluções de digitalização que permitam a gestão da comercialização de energia, e facilitar a agregação de produtores e consumidores, que irão integrar com o Sistema Elétrico Nacional e intervir nos mercados de energia e nos serviços de sistema. Surge aqui uma oportunidade para o desenvolvimento de novas soluções onde se destaca a oferta do LNEG:

- na aposta no aumento da eficiência e diminuição dos custos da conversão fotovoltaica, através da disponibilização de tecnologias emergentes que usem materiais mais comuns, eventualmente provenientes da exploração geológica nacional, de que é exemplo o projeto *LocalEnergy* (<http://localenergy.lneg.pt>) que visa a valorização, nomeadamente no fabrico de células fotovoltaicas de películas finas, de tetraedrites, um mineral endógeno com potencial para exploração, e no envolvimento noutros projetos nacionais e europeus de que são exemplo: i) o *AltaLuz* (<https://sites.fct.unl.pt/altaluz>) com o objetivo de desenvolver células solares do tipo tandem de películas finas usando combinações de materiais e estruturas nano fotónicas de captação de luz; ii) o *SuperSolar* (<https://sites.fct.unl.pt/supersolar>) que visa o aumento da eficiência e da flexibilidade de células solares de perovskites melhoradas com nano estruturas quânticas e gestão de luz; e iii) o *IDEAS* que desenvolve um conjunto de soluções de energia solar, nomeadamente fotovoltaica, para integração em edifícios.

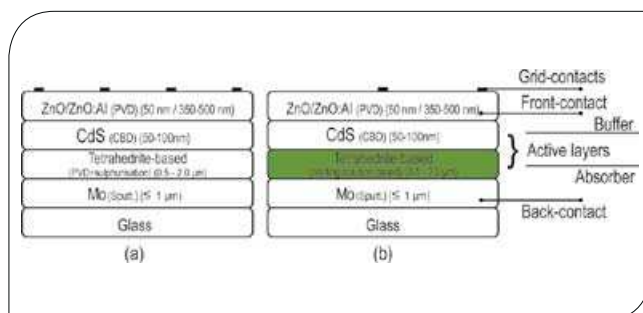


Figura 1 Estrutura das células PV baseadas em filmes finos de tetraedrites em desenvolvimento no projeto *LocalEnergy*.

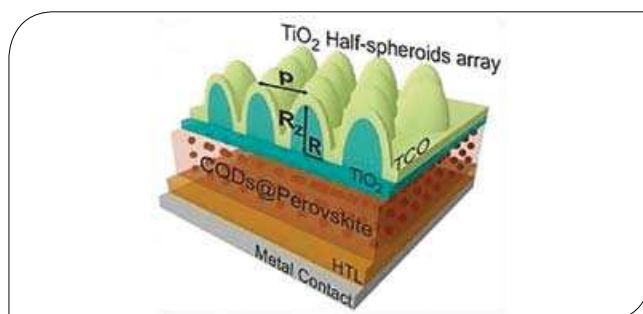


Figura 2 Célula PV flexível e com estrutura nano fotónica baseada em perovskites em desenvolvimento no projeto *SuperSolar*.

- No desenvolvimento de novos modelos de mercado nomeadamente com a extensão do conceito de *Prosumers* individuais a *Prosumers* coletivos, implementados em edifícios coletivos, em redes fechadas e em comunidades energéticas destaca-se a nossa participação no projeto *PV Prosumers for Grid* (PVP4Grid) (www.pvp4grid.eu).

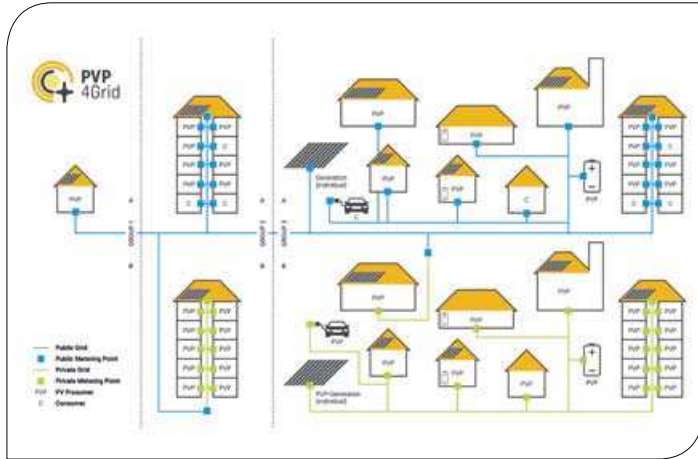


Figura 3 Esquemas de Prosumers individuais e coletivos do projeto PVP4Grid.

- Será necessário maximizar o aproveitamento da energia renovável e mitigação da incerteza associada ao recurso através do desenvolvimento de soluções de armazenamento de energia, nomeadamente das baterias, da integração dos veículos elétricos e do armazenamento térmico em setores onde temos projetos em curso.
- O setor do aquecimento e arrefecimento surge como outra área passível de gestão energética nos edifícios. O projeto *LisCool* (<https://lisboainteligente.cm-lisboa.pt/lxi-iniciativas/liscool/#multimedia>) realizado em consórcio com empresas japonesas e portuguesas testou novos sistemas de gestão do armazenamento de energia em unidades de ar condicionado solar que interagem com o edifício, respondendo às suas necessidades de arrefecimento e aquecimento.

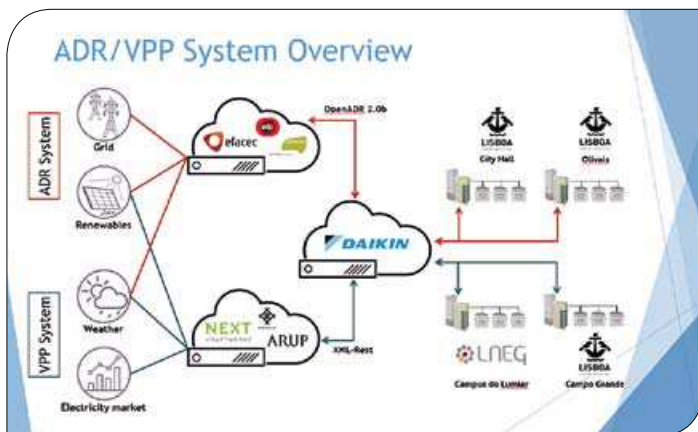


Figura 4 Sistema de Automatic Demand Response do projeto LisCool.

- Potenciar o desenvolvimento da área dos sistemas autónomos fotovoltaicos, que volta a suscitar interesse, um pouco por todo o mundo e em particular em África e na América Latina e onde o LNEG tem vindo a apostar através de ações de cooperação técnico/científica.



O fotovoltaico, através das produções centralizada e distribuída poderá representar em 2050 cerca de 50% de toda a capacidade instalada a nível nacional.

- Por último urge desenvolver metodologias de planeamento do sistema energético e dos respetivos mix, com a introdução da gestão da procura e modelização comportamental face às necessidades energéticas, quer ao nível de redes interligadas quer ao nível de redes isoladas como é o caso particular das ilhas.

Em Portugal, o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030) e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (PNC2050) incluem objetivos muito ambiciosos para a produção fotovoltaica em Portugal. A Figura 5 mostra a evolução da capacidade instalada no País para a produção de eletricidade até 2050 de acordo com o PNC2050 e onde se pode ver, claramente, o papel determinante das energias renováveis.

O fotovoltaico, através das produções centralizada e distribuída poderá representar em 2050 cerca de 50% de toda a capacidade instalada a nível nacional.

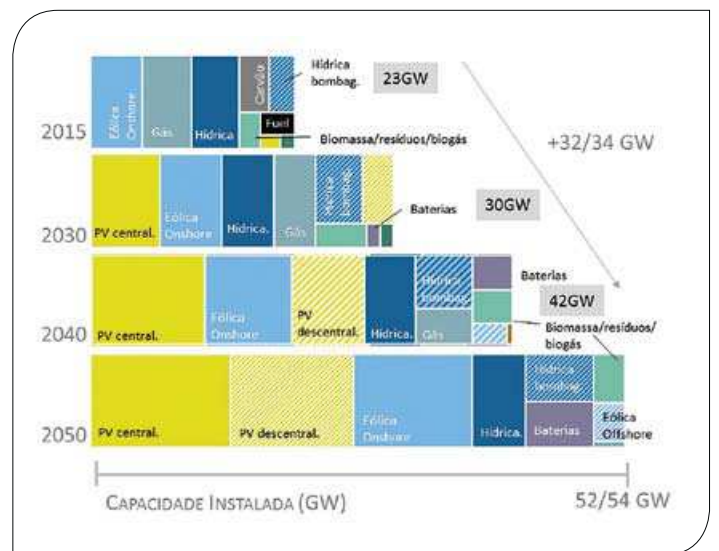


Figura 5 Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade em Portugal (Fonte RNC2050).

Em conclusão do que foi exposto salientam-se os grandes desafios perante as ambiciosas metas traçadas no cumprimento dos objetivos e a importância do ID neste domínio. [tm](#)

mais de **10 anos** depois voltam os **leilões** de renováveis

MAS DESTA VEZ COM ENERGIA SOLAR E COM GANHOS PARA OS CONSUMIDORES!

João Correia Bernardo

Diretor Geral da DGEG (Direção-Geral de Energia e Geologia)

Há mais de 10 anos que o Governo não lançava um concurso concorrencial para a atribuição de potência com base em fontes renováveis de energia. O último concurso para atribuição de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP), a Fase C das centrais eólicas, lançado em 2008, foi dirigido a pequenos produtores com um valor total de 200 MW, distribuídos por 13 lotes no interior do País.

Destas vezes a fonte foi a energia solar e a tecnologia selecionada foi o solar fotovoltaico (PV). Havia fortes indicações de que se podiam obter preços de tarifa abaixo do valor de mercado, através do conhecimento dos resultados obtidos em vários leilões lançados um pouco por todo o mundo, refletindo a maturidade desta tecnologia.

Quase em simultâneo foi operada a revisão do regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, que veio introduzir mecanismos facilitadores e de simplificação na conceção e operação dos procedimentos concorrenciais, ao criar disposições específicas para o efeito e remetendo para as peças do procedimento parte das regras dos leilões, permitindo uma maior liberdade de ajustamento às condições e necessidades da RESP, do Sistema Energético Nacional (SEN) ou dos consumidores de eletricidade.

É precisamente neste ponto que a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 4 de junho, ao alterar o Decreto-Lei n.º 172/2006, introduz um momento

de viragem nas regras de acesso a um recurso escasso: a *disponibilidade de receção de energia por parte da RESP*, ao ajustar as expectativas dos requerentes e os recursos da análise da Administração, à capacidade efetivamente existente. A partir de 4 de junho, o início do procedimento para a atribuição de licenças passa a depender da prévia atribuição de reserva de capacidade, formalizada através da emissão de um título de reserva de capacidade (Título), atribuído pelo operador das redes de transporte (REN) ou de distribuição (EDR Distribuição), nas seguintes circunstâncias:

- Título emitido pelo operador da RESP com reserva de capacidade de injeção na rede em nome do requerente;
- Acordo entre o requerente e o operador da RESP, assumindo o primeiro os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia produzida pelo centro eletroprodutor, com identificação da capacidade a atribuir;
- Título emitido pelo operador da RESP nos termos comunicados pela entidade gestora do procedimento concorrencial para a atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede.

Outra circunstância que contribuiu para a clarificação dos investimentos possíveis em nova capacidade com base em energia renovável, foi a aprovação pelo Secretário de Estado da Energia, no início de 2019, do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT), para 2018-2027, no valor de 535,1 milhões de euros.

Foi, portanto, com estas novas condições que o Governo decidiu lançar um leilão de energia renovável, identificando, com o apoio da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e da Agência Portuguesa do Ambiente (APA) um conjunto de localizações no Algarve, Alentejo, Lisboa e Vale do Tejo e região Centro, com capacidade de potência imediatamente disponível ou a disponibilizar até 2022 no desenvolvimento dos investimentos a realizar pelo operador da rede e previstos pelo PDIRT.

Foram escolhidos 24 lotes, abrangendo 70 subestações de ligação, com níveis de tensão entre os 15 e os 400 kV, num total de potência disponível de 1400 MW, praticamente o dobro da que existe atualmente, com os lotes a variar entre os 10 e os 200 MW.

Os aspetos inovadores deste leilão, que decorreu numa plataforma eletrónica gerida pela OMIP – Pólo Português, S.G.M.R., S.A. (OMIP) foram vários, mas interessa realçar alguns que, na nossa opinião, foram determinantes para o sucesso do primeiro procedimento concorrencial lançado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 76/2019:

- **Liberdade na escolha do regime remuneratório.** Os concorrentes puderam optar entre 2 regimes de remuneração: remuneração geral



ou remuneração garantida. As ofertas ao abrigo destes dois regimes, para efeitos de comparabilidade e determinação da ordem classificativa, foram convertidas num Valor Atual Líquido (VAL), expresso em €/MWh. Assim puderam ser comparadas ofertas aparentemente muito distintas, umas baseadas numa contribuição, em €/MWh, devida ao SEN, e outras baseadas em desconto, em percentagem, relativamente a uma determinada tarifa de referência, expressa também em €/MWh. Esta comparação foi conseguida com o desenvolvimento de um algoritmo do mecanismo concorrencial pela consultora nórdica Pöyry.

- **A fixação da tarifa de referência em cerca de 45 €/MWh, inferior ao valor de remuneração de mercado**, para a modalidade de remuneração garantida, garante sempre um sobrecusto para o SEN e um ganho para o consumidor final, que será tanto maior quanto maior o número de concorrentes.
- **O critério dominante de valorização das propostas é a obtenção do preço mais baixo de venda da energia**, facto que permite distinguir este leilão do concurso anterior, lançado para a capacidade eólica, onde foi dada prioridade à criação, em Portugal, de um *cluster* industrial associado à energia eólica e um pagamento ao Estado para a construção de um fundo de apoio à inovação, sem benefícios diretos para os consumidores.
- **A atribuição de um título de reserva de capacidade**, pessoal e intransmissível, para a construção da capacidade solar adjudicada pelos concorrentes, capaz de colocar as centrais solares em exploração num prazo máximo de cerca de 3 anos (36 meses).

Foram escolhidos 24 lotes, abrangendo 70 subestações de ligação, com níveis de tensão entre os 15 e os 400 kV, num total de potência disponível de 1400 MW, praticamente o dobro da que existe atualmente, com os lotes a variar entre os 10 e os 200 MW.

O próprio procedimento desenvolveu-se num tempo muito curto. Entre o seu lançamento e a sua conclusão não chegaram a passar 3 meses! O anúncio do leilão foi lançado pelo Despacho do Secretário de Estado da Energia no Diário da República em 6 de junho¹. A 17 de junho, o Diretor-Geral de Energia e Geologia designou o júri do procedimento. Em 24 de junho seriam lançadas, pela DGEG, as peças relativas ao Procedimento Concorrencial para a atribuição de Reserva de Capacidade de Injeção na Rede Elétrica de Serviço Público para Energia Solar Fotovoltaica.

A expectativa de uma elevada participação no procedimento motivada pela participação maciça na Sessão Pública de apresentação aos potenciais promotores, que decorreu no dia 06 de junho no Auditório do Laboratório Nacional de Engenharia Civil em Lisboa, foi plenamente confirmada

¹ Despacho n.º 5532-B/2019, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 109, de 6 de junho, e em conformidade com o disposto na Alínea c), do n.º 1 do Art.º 5.º-A, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual versão.

pelo registo de várias dezenas de candidatos no Portal da Candidatura, os quais foram quase todos admitidos à fase de licitação.

Nos leilões para a construção de 1400 MW de novas centrais fotovoltaicas participaram 64 empresas que disputaram os 24 lotes disponibilizados. Os resultados finais encontram-se no quadro anexo e foram publicados no Portal da Candidatura e no website da DGEG.

A licitação decorreu sem problemas, nos dias 25, 26 e 29 do mês de julho, e registou valores muito abaixo do atual preço da eletricidade no mercado ibérico e, em média, ficaram a menos de metade do preço determinado de referência para o leilão. Efetivamente, o VAL médio ponderado dos lotes submetidos a leilão situou-se na casa dos 279,63 €/MWh tarifa, correspondente a uma tarifa fixa de 20,89 €/MWh, significativamente inferior ao atual preço de mercado spot e permite perspetivar um ganho significativo para o sistema. Tendo em conta o modelo de previsão de preços de mercado grossista de eletricidade nacional a 15 anos utilizado neste leilão, traduz-se num ganho estimado para o SEN superior a 70 milhões de euros.

No final foram adjudicados 1150 MW dos 1400 MW colocados à disposição no leilão (o lote 17 de 100 MW, situado na Zona Centro, subestação da Batalha, não teve concorrentes). O maior desconto ofertado atingiu os 67% da tarifa de referência, no caso da remuneração garantida, tendo o desconto mais baixo para conseguir a adjudicação de um lote ficado situado próximo dos 31%. Já para o caso da remuneração geral, a maior contribuição para o sistema atingiu os 26,75 €/MWh.

Resta agora às entidades públicas, responsáveis pela condução do licenciamento, colocar todo o rigor exigido na condução, análise e decisão destes procedimentos, designadamente no que se refere à integração das respetivas intervenções no âmbito dos procedimentos administrativos necessários à instalação e entrada em funcionamento dos novos centros eletroprodutores e pelo cumprimento atempado dos prazos legais.

Tendo em consideração o sucesso deste procedimento concorrencial e sem prejuízo das afinações que têm necessariamente de ser feitas, já está a ser equacionada para 2020 a realização de novos leilões. [tm](#)

Lote	Concorrente	Remuneração garantida				Remuneração geral	
		Quantidade adjudicada (MW)	Desconto à tarifa de referência (%)	Base de licitação (€/MWh)	Valor da tarifa (€/MWh)	Quantidade Adjudicada (MW)	Contribuição para o sistema (€/MWh)
1	Iberdrola Renewables Portugal, S.A.			45,24		10	21,64
2	Iberdrola Renewables Portugal, S.A.					20	5,10
3	Akuo Rrenováveis Portugal, Lda.	150	67,12	44,90	14,76		
4	Prodigy Orbit, Lda.	19	59,91		18,00		
5	Prodigy Orbit, Lda.	10	57,08		19,27		
6	Prodigy Orbit, Lda.	10	54,06		20,63		
7	Iberdrola Renewables Portugal, S.A.			45,15		29	24,11
8	Iberdrola Renewables Portugal, S.A.					20	20,33
9	Iberdrola Renewables Portugal, S.A.					10	11,45
10	Iberdrola Renewables Portugal, S.A.					10	21,56
11	Iberdrola Renewables Portugal, S.A.					50	26,75
	Everstream Energy Capital Management CO Holdings LLC	50	63,74		16,37		
13	Expoentfokus, S.A.				29	8,86	
14	Prodigy Orbit, Lda.	10	50,92		22,16		
15	Akuo Rrenováveis Portugal, Lda.	100	56,16	45,11	19,78		
16	Akuo Rrenováveis Portugal, Lda.	120	54,05		20,73		
18	Aura Power Developments (Portugal) – Unipessoal, Lda.	150	48,05	45,15	23,46		
	Neon Portugal	50	48,02		23,47		
19	Enerparc Projects GMBH	18	35,04	45,11	29,30		
20	Aura Power Developments (Portugal) – Unipessoal, Lda.	18	30,92		31,16		
21	Enerland 2007 Fotovoltaica	15	41,10		26,57		
	Made Better, Lda.	13	47,02		23,90		
22	Days of Luck, Unipessoal, Lda.					110	25,46
23	POWER&SOL-Energias Renováveis	100	61,95	45,18	17,19		
24	Prosolia Portugal, Lda.	29	34,98		29,38		
Total		862				288	
Total Adjudicado MW				1150			

no caminho da **descarbonização**

Vasco Nogueira

Head of Department – Energy, Efficiency and Renewable

iep – Instituto Electrotécnico Português

Todos temos assistido a fenómenos naturais adversos que estão relacionados com o aumento das emissões de gases com efeito de estufa, que tem impacto nas temperaturas globais do planeta. Ainda recentemente foi anunciado que a média de temperaturas registadas na Europa no mês de julho, foi a mais alta desde que há registos meteorológicos neste continente. Segundo a comunidade científica, estes recordes continuarão a ser batidos no futuro, exigindo de nós um esforço na redução das emissões de gases com efeitos de estufa para a atmosfera.

Nessa orientação de raciocínio, a incorporação de medidas que promovam a Eficiência Energética nos processos, e a progressiva implementação de Fontes de Energia Renovável constitui, por si só, uma contribuição decisiva para este objetivo.

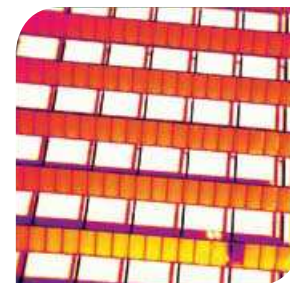
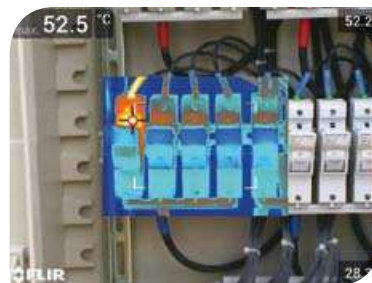
Face a esta problemática, o setor fotovoltaico tem assumido um papel preponderante no desenvolvimento das tecnologias, o que faz com que seja cada vez mais aliciante a construção em grande escala desse tipo de centrais, com capacidade de fornecimento de energia à rede em regime de mercado (sem subsidiação de tarifas). Por este mesmo motivo deve-se ter em consideração que a otimização do desempenho dessas infraestruturas é absolutamente crítica.

Veja-se recentemente o caso de Portugal, com a colocação em leilão de cerca de 1400 MW de potência disponível para a construção de grandes parques fotovoltaicos, em que a média de preços para a venda de energia gerada por estes parques, atingiu um patamar mínimo mundial que ronda os 20 €/MWh. Com estes valores existirá uma grande pressão em todos aqueles que compõem a cadeia de valor associado a esta área fazendo, assim, todo o sentido avaliar de forma periódica, recorrendo a entidades externas, o desempenho de todos os componentes que fazem parte dos ativos do parque fotovoltaico. Só assim se garantirá o desempenho do parque fotovoltaico no máximo expectável e, deste modo, a rentabilidade prevista.

Os ensaios a realizar, de forma sistematizada, avaliarão o desempenho dos módulos fotovoltaicos recorrendo ao *flash-test* (em condições STC) e aos ensaios de eletroluminescência. Este grupo de ensaios permite medir a evolução do desempenho/eficiência dos módulos fotovoltaicos, bem como

também permite indagar sobre as possíveis causas de uma eventual degradação inusitada.

Obviamente que existem também outros elementos críticos habitualmente designados por “BoS” (*Balance-of-System*), nomeadamente estruturas de suporte e seguimento, cablagens, elementos de proteção elétrica (*string boxes*), inversores, ou até mesmo as condições de injeção de energia na rede elétrica, sem a qualidade das quais o desempenho global do sistema ficará seriamente comprometido. Esta entidade externa poderá desenvolver desde inspeções termográficas aos módulos fotovoltaicos, bem como aos BoS, passando por inspeções de segurança elétrica, medição de Eficiência de Inversores e curvas I-V. Deste modo, através do relatório emitido, a equipa de construção/manutenção pode ser mais incisiva nos pontos-chave a intervir, conseguindo maximizar toda a potencialidade da instalação fotovoltaica.



Esta inspeção permite que a equipa de manutenção se foque no essencial, avaliando a prioridade das correções, consoante o grau de severidade dos defeitos encontrados. Desta forma, uma entidade de terceira parte, independente, coopera com promotores e equipas de manutenção, de modo a retirar o máximo proveito possível de cada parque solar, maximizando a produção, aumentando a sua vida útil e, conseqüentemente, aumentando o retorno financeiro do investimento.

Assim, conseguiremos criar um triângulo de responsabilidades, entre investidores, empresas de O&M e entidades inspetoras, que trabalharão em conjunto para manter a *performance* do parque em níveis de excelência contribuído, deste modo, para uma produção de energia renovável mais eficiente e otimizada, caminhando de mãos dadas para a descarbonização da economia e de um planeta mais sustentável. [im](#)



o potencial do **fotovoltaico flutuante** na hibridização com a energia **hídrica**

O EXEMPLO DO ALTO RABAGÃO.

Miguel Patena

EDP Produção S.A.

Director de Inovação e Tecnologia

Portugal não tem recursos ilimitados: terreno útil, espelhos de água e pontos de rede transporte de energia são bens escassos. Temos, no entanto, a ambição de alcançar até 2030, 80% da geração eléctrica a partir de fontes renováveis. O nosso dever como cidadãos responsáveis é a de procurar soluções com o menor impacto possível e economicamente viáveis. Se não o forem, nunca sairão do papel.

Foi com uma visão mais holística sobre estas questões da energia e o actual contexto, que nos motivou a procura de soluções alternativas à visão segmentada por tecnologia.

O que vos vou contar são uma série de aspectos aparentemente óbvios, esperando, no entanto, que a reflexão sobre o que parece óbvio nos leve a abrir outras perspectivas e caminhos virtuosos de desenvolvimento.

Se não, vejamos:

É do senso comum que quando há sol podemos produzir energia solar e quando há chuva podemos produzir energia hídrica. E que dificilmente acontecem as duas situações ao mesmo tempo. Ou seja, existe uma manifestação complementaridade entre a energia solar e a energia hídrica.

No entanto, existe uma variável importante, que é o mercado de energia, fundamental para que haja concorrência e a procura das soluções mais eficientes.

Ora acontece que, nas actuais condições de mercado e perfil de geração, o preço da energia nas horas do sol é superior no verão. Mas sendo alto nessa época, favorece também a produção hídrica em centrais com armazenamento.

Quer isto dizer que, nestas condições, o solar e a hídrica com armazenamento competem pelas horas de maior preço.

Iremos assistir também a uma mudança radical no *mix* de geração, motivada pela actual procura por projectos solares que fará que, em poucos anos, haja uma inversão da curva de preços, com um aprofundamento significativo nas horas do sol: a conhecida *duck curve*. E o impacto desta alteração será também diferente no inverno e no verão (Figura 1).

Esta descida dos preços, no verão, representa uma oportunidade para a hídrica com bombagem, que funcionará assim também como o armazenamento de energia eventualmente em excesso e que seria de outra forma, cortada.

Ou seja, a complementaridade entre solar e hídrica depende também, e muito, do *mix* de geração no sistema, da estação do ano e dos preços da *pool*.

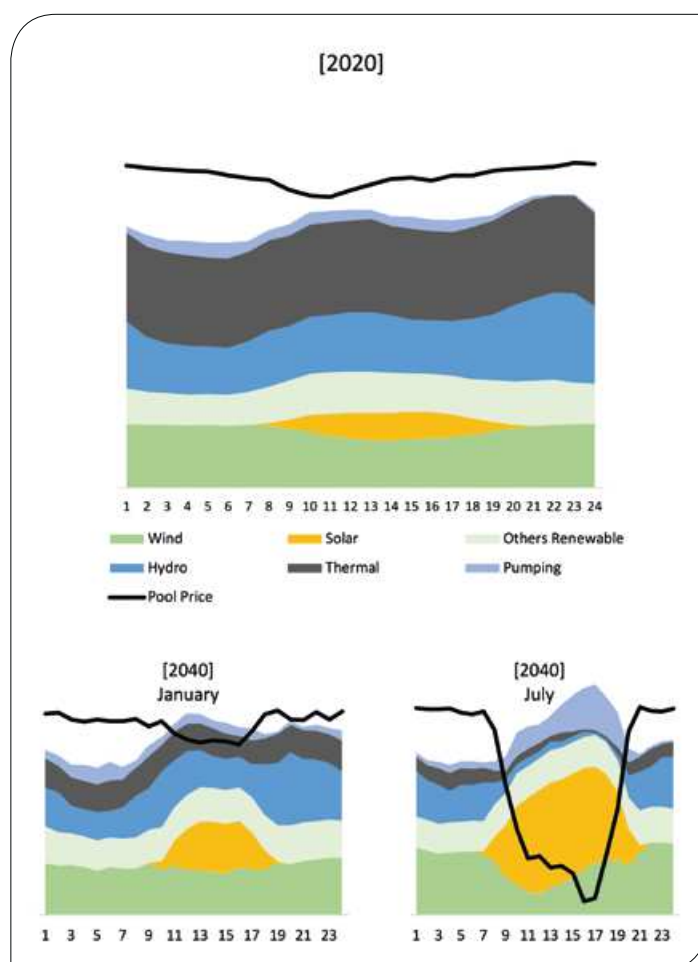


Figura 1 Resultado da simulação EDP.

A hibridização

Não nos esqueçamos, no entanto, da tal perspectiva mais holística no início sobre este tema e vejamos o seguinte:

Em média, as centrais hídricas, solares e eólicas, têm um factor de utilização de cerca de 2200 horas equivalentes a plena carga por ano. Ou seja, considerando que uma linha de transporte tem capacidade para ser utilizada a 100% da sua capacidade, isto é 8760 horas à plena carga, cada uma destas centrais só ocupa 25% da capacidade das linhas.

Ou seja, uma central existente poderia injectar, no seu ponto de ligação à rede, mais 6560 horas equivalentes à plena carga, sem com isso aumentar a capacidade da linha de transporte, nem fazer novos investimentos em novos pontos de ligação (um bem escasso no nosso país).

Além disso, as centrais hídricas com albufeira têm espelhos de água que oferecem uma excelente oportunidade para a instalação de centrais fotovoltaicas flutuantes, que não irão competir com a utilização de terrenos para outros fins. Sabemos que os terrenos nas imediações das albufeiras são muito cobiçados para fins de lazer, turismo e agricultura.

Fica, assim, óbvio o potencial de se combinarem várias fontes de energia no mesmo ponto de ligação, ou seja, a hibridização de várias fontes de energia.

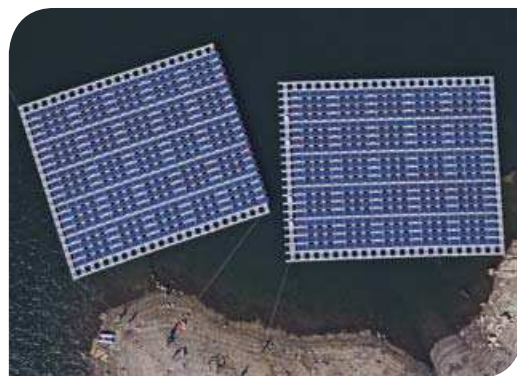
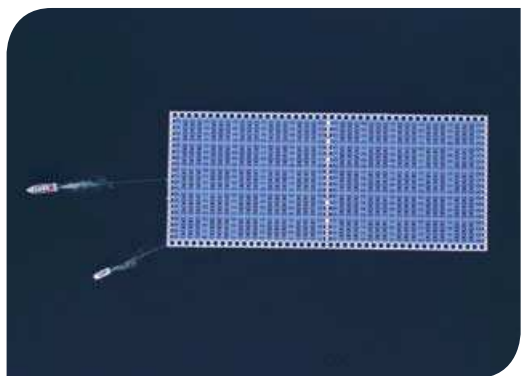
Foi esta linha de pensamento que, em 2015, nos motivou ao desenvolvimento de um projecto-piloto fotovoltaico flutuante, na albufeira do Alto Rabagão (**Caixa I**), que entrou em produção em novembro de 2016, com as seguintes intenções:

1. Testar e validar a tecnologia solar flutuante em ambientes exigentes;
2. Validar o potencial de escalabilidade da solução com viabilidade económica;



Caixa I Projecto-piloto Alto Rabagão.

3. Maximização da utilização dos recursos existentes: linhas, transformadores, entre outros;
4. Injecção de energia complementarmente à energia hídrica (os electões não têm partido...);



5. Utilização do espelho de água existente há mais de 50 anos;
6. Não ocupar terrenos mais valiosos para outros fins;
7. A plataforma é provisória (tempo de vida útil do projecto) e apenas "pedirá emprestado" o espelho de água, devolvendo-o no mesmo estado em que o encontrou, sem necessidade de novas obras de remediação ambiental.

Este projecto, que tem merecido a atenção de muitas instituições e empresas do sector, foi a primeira a ser instalada numa albufeira de produção de electricidade e com este conceito de hibridização, antes de haver regulamentação explícita para o efeito.

Ainda agora, três anos volvidos desde a sua colocação em serviço, este projecto é motivo de curiosidade e inspiração para planos de desenvolvimento de energias renováveis noutros países em geografias tão distintas, como por exemplo Tailândia e Ucrânia e até mesmo o Japão e também referido em publicações como relatório do Banco Mundial "Where Sun Meets Water", sobre o mercado fotovoltaico flutuante, de 2018 e pela *International Hydro Association* como *case-study*.

Atento ao que se passa a nível mundial e reconhecendo que os pontos de rede de transporte não são ilimitados e que a construção de linhas e subestações têm sempre um impacto ambiental a ser ponderado, um custo elevado e um tempo de desenvolvimento muito longo, o Governo publicou no Decreto-Lei 76/2019, a possibilidade de se combinarem fontes diversas de energia no mesmo ponto de ligação.

Abre-se finalmente um enquadramento regulatório que permitirá o desenvolvimento de novos projectos de energia renovável: solar, eólico e hídrico, ou mesmo combinadas em centrais térmicas. Compete agora às empresas detentoras desses activos, estudar e explorar essa combinação virtuosa de fontes de energia. No entanto, apesar de parecer mais uma vez óbvio, a combinação de várias fontes de geração no mesmo ponto, é um tema com alguma complexidade. Assim terão que ser analisados não só os custos de ligação às centrais existentes, como também a implicação que esta nova geração terá nessas centrais.

Apesar de existir capacidade de energia disponível no ponto de ligação, a potência de ligação está limitada ao previsto no respectivo contrato de concessão.

A simultaneidade do recurso solar ou eólico, ou de ambos e a central hídrica, poderá levar a limitações de potência em qualquer uma das centrais.

No entanto, e uma vez que as centrais solares e eólicas não são despacháveis, nem se pretende desperdiçar este recurso, a central hídrica terá que acomodar a sua geração à variabilidade do recurso eólico e solar e, inclusive, limitar a sua geração.

O que acontecerá na prática é que a energia hídrica passará a ser colocada noutras horas do diagrama de cargas e a preços diferentes e necessariamente menos interessantes do que os previstos num despacho optimizado e sem as novas restrições. Ou seja, poderá existir uma canibalização deste recurso pela inclusão de novas fontes de energia que importa identificar e quantificar economicamente.

E estes estudos não são triviais, já que na maioria dos casos, as centrais hídricas estão situadas em cascatas combinadas com mais centrais hídricas, sendo o esforço de modelização bastante complexo e exigente.

Mas os desafios não se ficam por aqui:

A combinação destas fontes de energia obrigará à adaptação de todo o esquema de protecções eléctricas existentes e à aquisição de novos sistemas de controlo capazes de gerir esta combinação, assegurando o mínimo de desvios nas ofertas em mercado - VPP - *Virtual Power Plant*.

Até à data não existem exemplos no nosso país deste tipo de soluções, nem existe, para já, enquadramento regulatório adequado. Temos assim um enquadramento legislativo, vontade política de avançar também por este caminho, exemplos concretos em projectos-piloto, como o fotovoltaico flutuante do Alto Rabagão e vontade dos investidores.

Mas o tema da hibridização não se esgota nestas soluções. O armazenamento de energia tem aqui um papel determinante para permitir maximizar o encaixe de renováveis no sistema.

Portugal tem já uma capacidade de armazenamento de energia enorme a partir das nossas albufeiras. Essa capacidade tem permitido ao nosso país alcançar recordes mundiais de dias consecutivos com 100% de renováveis. Mas esta capacidade pode não ser suficiente, ou não ter a capacidade de resposta com os tempos que se esperam vir a ser necessários. Por isso, estamos também a desenvolver sistemas de armazenamento com baterias, que conjugaremos com a geração solar e hídrica. Esse é o nosso propósito com o novo projecto-piloto em Alqueva, que conjugará uma central fotovoltaico flutuante de 4 MW e uma bateria de 1 MW/1 MWh (**Caixa 2**), que está ainda no processo de licenciamento e que esperamos que possa ser aprovado brevemente.



Dados Técnicos:

- Potência instalada: 4 MWp
- Número de painéis: 10 750
- Dimensões da plataforma: 4 ha
- Profundidade da albufeira : 60 metros
- Oscilação do plano de água: 30 metros
- Energia anual: 6 GWh, equivalente a 25% das famílias da região (Portel e Moura).
- Duração do projecto: 12 meses.

Caixa 2 Projecto-piloto fotovoltaico flutuante 4 MW + bateria Alqueva.

Num futuro com 80% da energia gerada a partir de fontes renováveis, iremos certamente assistir a fenómenos de baixa inércia física no sistema. Veja-se o recente apagão no Reino Unido este verão e com o sistema apenas com 50% de renováveis.

Para estes cenários, os inversores electrónicos que serão utilizados nas futuras centrais solares e eólicas e também nos inversores das baterias, terão de passar a ter capacidade de contribuir para a formação da frequência da rede (*grid forming*), e contribuir para a inércia do sistema, com o que se chama também, de inércia sintética.

Estes são apenas alguns dos desafios técnicos que temos pela frente.

No entanto, o mercado de serviços de sistema em Portugal não contempla ainda estas necessidades. Não distingue de forma positiva serviços rápidos de serviços menos rápidos, não remunera o controlo de frequência primário, a compensação síncrona, entre outros. E sem os sinais de mercado adequados não haverá investimento nesta área. E o sistema terá necessidade destes serviços, disso temos a certeza.

Estes são apenas alguns dos inúmeros desafios que temos pela frente.


No entanto, a mensagem que queria dar é que deveremos ter uma perspectiva integrada do papel das renováveis e das metas ambiciosas de Portugal no plano para a neutralidade carbónica e não ter receio de avançar com soluções inovadoras. Deveremos todos promover soluções que contribuam para maximizar a penetração de renováveis.

E, acima de tudo, ter um enquadramento regulatório e de mercado proactivo que promova a livre concorrência e a remuneração dos investimentos que serão necessários para atingir esta meta: 80% de energia renovável até 2030.

Estamos no bom caminho.



Referências

- [1] www.facebook.com/InnovationatEDP/videos/vb.121132041922700/1334378096713361/?type=2&theater
- [2] www.youtube.com/watch?v=H3RA48ae2B4&feature=youtu.be
- [3] **Relatório World Bank:**
[www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/where-sun-meets-water](http://documents.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/pdf/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary.pdf)
<http://documents.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/pdf/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary.pdf>
- [4] **International Hydro Association:**
 Case study: A hybrid hydropower and floating PV system in Portugal
www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/case_study_-_a_hybrid_hydropower_and_floating_pv_system_in_portugal.pdf 

o fim de vida dos módulos fotovoltaicos

Este artigo aborda a temática do fim de vida dos módulos fotovoltaicos, aspeto que virá a ter cada vez mais relevância à medida que vão chegando ao fim da sua vida útil os painéis fotovoltaicos instalados no passado. Trata-se de uma questão premente a vários níveis, face ao crescimento das instalações fotovoltaicas a nível mundial e, mais especificamente, no nosso país e face à legislação comunitária vigente. Dado o número de painéis fotovoltaicos obsoletos estimado, uma solução sustentável e circular para estes é de primordial importância.

Luis Gil, João Isidro

Direção Geral de Energia e Geologia (DGEg)

luis.gil@dgeg.pt; joao.isidro@dgeg.pt

Introdução

A reciclagem é uma via para reduzir a procura de matérias-primas primárias ao gerar fluxos secundários de materiais. Nem tudo o que parece sustentável permanece como tal em todo o seu ciclo de vida, pelo que há que analisar os diversos aspetos relacionados.

Apesar da vasta investigação ao nível da tecnologia fotovoltaica, pouco se sabe relativamente à perspetiva sobre como o fim de vida dos módulos fotovoltaicos será tratado. A pesquisa neste domínio específico tem-se concentrado na recuperação e reciclagem destes equipamentos mas faz-se sobretudo a uma escala laboratorial. Aspetos como a avaliação do ciclo de vida e a logística inversa, que são dois assuntos críticos, têm sido pouco abordados, sendo que ainda há muitos países que não desenvolveram a sua infraestrutura de reciclagem neste domínio [1].

Os painéis fotovoltaicos estão projetados para gerar energia renovável durante 25 a 30 anos embora esta possa chegar até aos 40 anos, vida durante a qual poderão perder 6-20% da sua capacidade de produção de energia [2]. As primeiras instalações significativas começaram nos anos 90

estando agora a atingir o seu fim de vida útil [3], pelo que urge começar a desenvolver ações para resolver este problema, identificando o seu destino final, tratamento e aproveitamento do material recuperado.

O grande volume de materiais que virá a estar disponível via reciclagem dos módulos fotovoltaicos poderá ser usado na produção de futuros equipamentos ou ser aproveitado para outros produtos/mercados. A indústria recicladora deste tipo de painéis permite a recuperação de materiais como, por exemplo, vidro, alumínio e cobre para os painéis C-Si, que constituem até mais de 85% do peso do total dos painéis [4]. Há mesmo referência a que 90-97% do peso dos módulos pode ser reciclado e, se aplicável, no máximo, 5% pode ir parar ao aterro sendo que o vidro ou a película de EVA são bons para o revestimento dos aterros [5].

Em 13 de agosto de 2012 foi publicada a Diretiva Europeia 2012/19/EU (*Waste Electrical and Electronic Equipment – WEEE*) que tem como objetivo alvos específicos de recuperação e reciclagem dos painéis fotovoltaicos imputando os custos aos produtores [3], [6]. Trata-se de um procedimento legislativo à escala europeia relacionado com a responsabilidade do produtor: São indicadas as regras e obrigações legais fundamentais relacionadas com a recolha e a reciclagem dos painéis fotovoltaicos na União Europeia, incluindo, como referido, alvos mínimos [3]. Em Portugal, a transposição da Diretiva para o quadro legislativo nacional atribuiu esta responsabilidade aos produtores deste tipo de equipamentos, a partir de 7 de maio de 2014 [7]. Atualmente, a Europa é a única região do mundo que possui uma forte e clara estrutura reguladora e de apoio à reciclagem dos módulos fotovoltaicos, aplicada a todos os países desde 2014 [6], [8]. Países com um mercado fotovoltaico em grande expansão, como a China, Japão, Índia, Austrália e Estados Unidos ainda não possuíam, em 2018, regulamentos específicos neste domínio [8]. No entanto, a Associação de Energia Fotovoltaica do Japão (JPEA) publicou em 2017 um conjunto de linhas orientadoras sobre a forma de tratar os módulos fotovoltaicos em fim de vida [9].

Em 2017, mais de 70% dos produtores de painéis fotovoltaicos europeus faziam parte da rede PV CYCLE, associação sem fins lucrativos para apoio à gestão dos resíduos, nomeadamente de equipamentos fotovoltaicos, que os ajuda a respeitar as determinações da Diretiva WEEE [2].

Uma breve história dos vários passos dados a nível internacional no que se refere à reciclagem no domínio do fotovoltaico, é referida por Raju (2019) [10]:



Figura 1 Estrutura de alumínio anodizado aplicada em módulo fotovoltaico (via Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Pv_module_lamination_05.jpg).

- 2005 – primeiro programa global de recolha e reciclagem de módulos fotovoltaicos desenvolvido pela First Solar;
- 2007 – apresentação do *Okopol Study* – “*Study on the development of a take back and recovery system for photovoltaic products*”;
- 2007 – constituição da Associação PV CYCLE;
- 2012 – publicação da Diretiva WEEE 2012/19/RU;
- 2017 – publicação do *Final Draft* do projeto de Norma EN50625 – *Collection logistics & treatment requirements for WEEE. Part 2-4: Treatment requirements for photovoltaic panels*;
- 2019 – publicação de uma determinação legal obrigatória na Alemanha.

Recolha e reciclagem dos módulos

A capacidade instalada a nível mundial de energia fotovoltaica atingiu 222 GW no final de 2015 (dados do IEA Key World Energy Statistics 2018 apontavam já para 300 GW em 2016), altura em que se esperava que esta aumentasse até 4500 GW em 2050. Esta tremenda capacidade de crescimento aumentará, naturalmente, os resíduos associados ao setor. É também esperado que no final da próxima década a reciclagem ou reutilização de componentes de painéis solares fotovoltaicos em fim de vida aumente significativamente, com a “redescoberta” de materiais e componentes com um valor de mercado estimado em cerca de 13 000 milhões de euros [4], [11].

Existem vários conjuntos de dados sobre a quantidade de painéis fotovoltaicos instalados e os seus previsíveis resíduos. Assim, estima-se que em 2050 exista um valor cumulativo global de 78 milhões de toneladas de painéis solares obsoletos (vários tipos de resíduos, sobretudo vidro). Este material, se aproveitado (como se viu até >90%) poderá ser suficiente para produzir 2000 milhões de novos painéis (equivalente a 630 GW) [2], [4]. Segundo a Greenmatch (2019) [2], é referido que existem 4 milhões de toneladas de painéis fotovoltaicos instalados na Europa e que o total previsto para 2050 é de 60 milhões de toneladas tendo havido, apenas em 2017, 43 500 toneladas destes resíduos. Por sua vez, Lempkowicz (2019) refere um valor de 151 000 toneladas de painéis obsoletos antes de 2030 [5].

A nível nacional, com base em dados da Direção Geral de Planeamento Energético e Estatística da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), dados esses relacionados com a potência instalada de painéis fotovoltaicos instalados em Portugal em parques fotovoltaicos, para os vários anos de 2005 a 2018, foi possível calcular o número de painéis existentes (ver Tabela 1). Este número cumulativo, que não inclui painéis extra parques fotovoltaicos, ou seja, as instalações de produção descentralizada (mini, micro, UPAC e UPP) atinge um valor de quase 1,3 milhões de painéis. Se usarmos um valor indicativo de 20 kg/módulo [12], teremos apenas nesta contabilização cerca de 26 000 toneladas totais cumulativas (2005-2018). Saliente-se que falta ainda contabilizar os módulos instalados antes de 2005. Estes dados são indicados na tabela seguinte:

Ano de montagem	Potência unitária kW	Número de painéis	Potência instalada kW	Ano de montagem	Potência unitária kW	Número de painéis	Potência instalada kW	Ano de montagem	Potência unitária kW	Número de painéis	Potência instalada kW
2005	0,17	210,00	35,70	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2014	0,26	10 368,00	2 643,84
2006	0,20	24,00	4,80	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2014	0,25	4 392,00	1 098,00
2006	0,18	360,00	63,00	2013	0,24	3 200,00	768,00	2014	0,26	4 296,00	1 095,48
2006	0,20	17 138,00	3 427,60	2013	0,24	3 200,00	768,00	2015	0,11	7 992,00	879,12
2006	0,20	10 528,00	2 105,60	2013	0,24	3 200,00	768,00	2015	0,13	1 188,00	156,82
2006	0,20	9 603,00	1 920,60	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,13	1 188,00	156,82
2006	0,30	4 428,00	1 328,40	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,13	1 188,00	156,82
2006	0,20	6 304,00	1 260,80	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,13	1 080,00	142,56
2006	0,20	1 991,00	398,20	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,13	1 080,00	142,56
2006	0,20	1 552,00	310,40	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,13	1 080,00	142,56
2006	0,30	756,00	226,80	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,13	972,00	128,30
2008	0,17	139 464,00	23 708,88	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,13	864,00	114,05
2008	0,18	122 616,00	22 070,88	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,15	38 400,00	5 760,00
2009	0,22	45 440,00	9 996,80	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,16	37 100,00	5 750,50
2010	0,23	84 672,00	19 474,56	2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2015	0,16	29 820,00	4 622,10
2010	0,23	84 672,00	19 474,56	2014	0,09	13 776,00	1 294,94	2015	0,16	7 080,00	1 132,80
2010	0,23	5 328,00	1 198,80	2014	0,26	8 646,00	2 204,73	2015	0,11	9 720,00	1 069,20
2011	0,06	1 700,00	102,00	2014	0,26	8 646,00	2 204,73	2016	0,13	13 500,00	1 782,00
2011	0,15	252,00	37,80	2014	0,12	18 360,00	2 203,20	2017	0,26	4 488,00	1 144,44
2011	0,15	195,00	29,25	2014	0,30	7 200,00	2 160,00	2017	0,25	1 080,00	264,60
2012	0,23	72,00	16,56	2014	0,30	7 200,00	2 160,00	2017	0,26	864,00	220,32
2012	0,28	60,00	16,50	2014	0,30	7 200,00	2 160,00	2017	0,25	140,00	34,30
2012	0,19	76,00	14,44	2014	0,40	2 800,00	1 120,00	2017	0,26	132,00	33,66
2012	0,24	36 696,00	8 807,04	2014	0,30	6 900,00	2 070,00	2017	0,31	9 360,00	2 901,60
2012	0,24	28 320,00	6 796,80	2014	0,30	3 474,00	1 042,20	2017	0,17	9 000,00	1 494,00
2012	0,24	28 320,00	6 796,80	2014	0,30	3 460,00	1 038,00	2018	0,34	23 664,00	8 045,76
2012	0,24	9 504,00	2 280,96	2014	0,09	99 360,00	9 141,12	2018	0,34	6 264,00	2 129,76
2013	0,13	8 352,00	1 102,46	2014	0,09	44 460,00	4 001,40	2018	0,34	3 654,00	1 242,36
2013	0,13	8 352,00	1 102,46	2014	0,26	31 464,00	8 180,64	2018	0,34	1 740,00	591,60
2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2014	0,27	19 412,00	5 144,18				
2013	0,24	4 800,00	1 152,00	2014	0,25	24 624,00	6 156,00	Total	----	1 272 461,00	249 898,52

Tabela 1 Painéis fotovoltaicos instalados em parques fotovoltaicos em Portugal no período 2005-2018.

As conclusões foram de que a construção de uma unidade de reciclagem dos módulos fotovoltaicos reduzia as emissões de CO₂. No entanto verificar-se-iam perdas económicas, embora, face aos volumes crescentes de material para reciclar ao longo do tempo, o investimento se tornasse interessante a partir de 2028. Esta análise, para o caso italiano, abordou também a possibilidade de tratar material proveniente do estrangeiro.

Também segundo dados da DGEG, a potência total instalada de fotovoltaico, para o mesmo período (2005 – 2018), atingiu um valor total de 356 454 kW, o que indica uma existência extra de painéis não contabilizados acima, correspondente à diferença entre este valor e o valor total da tabela, diferença essa que corresponde a 106 556 kW (equivalente, com uma estimativa com base na razão 249 898,2 kW : 1 272 461 painéis, a mais de 500 000 painéis, ou seja cerca de 10 000 toneladas), para além dos instalados até ao final de 2004. Isto significa que muitos mais painéis para além os referidos na **Tabela 1** anterior virão a estar obsoletos no futuro, no nosso país.

Ficam, assim, aqui alguns valores que permitem avaliar o volume de material existente para reciclagem a nível nacional e estimar a possível quantidade ao longo dos próximos anos para fins de estudo ou de análises de investimento.

Noutra perspetiva, uma análise financeira é sempre importante e uma aproximação ao caso da reciclagem dos módulos obsoletos já foi efetuada. Esta baseou-se num caso de estudo baseado no contexto italiano, em 2015 [13], [14]. As conclusões foram de que a construção de uma unidade de reciclagem dos módulos fotovoltaicos reduzia as emissões de CO₂. No entanto verificar-se-iam perdas económicas, embora, face aos volumes crescentes de material para reciclar ao longo do tempo, o investimento se tornasse interessante a partir de 2028. Esta análise abordou também a possibilidade de tratar material proveniente do estrangeiro.

Como os módulos existentes atualmente pertencem essencialmente a dois tipos diferentes, baseados em silício ou não, isso determina o processo de reciclagem a ser usado. Assim existem vários processos mecânicos, térmicos e químicos [2], [3], [8] que se podem exemplificar:

- para módulos baseados em silício (cerca de 90% do total): estruturas de alumínio e caixas de junção que são desmanteladas manualmente; o módulo é subsequentemente triturado e os seus componentes são separados, podendo sofrer um tratamento térmico de alta temperatura, recuperando-se até cerca de 80% do painel, a maior parte sendo vidro;

- para painéis não à base de silício podem ser usadas diversas técnicas de reciclagem; por exemplo os painéis de telureto de cádmio (CdTe) são primeiramente triturados em diferentes frações, e existem vários banhos químicos para separar os vários materiais semicondutores, permitindo a recuperação de até 95% de tais componentes, banhos que também são utilizados para módulos fotovoltaicos de seleneto de cobre e índio (CIS) e (di)seleneto de cobre e índio e gálio (CIGS).

Refira-se que, a título de exemplo, os painéis de silício (como mencionado atrás, com valor indicativo de 20 kg [12]) têm uma composição aproximada de 76% de vidro, 10% de plástico, 8% de alumínio, 5% de sílica e 1% de outros metais e os painéis de filme fino têm 89% de vidro, 6% de alumínio, 4% de plástico e 1% de outros metais [2]. Em média é referido em [5] que um módulo fotovoltaico tem 78% de vidro, 10% de alumínio, 7% de plásticos e 5% de metais e semicondutores. Um esquema para o processo de reciclagem destes dois tipos de painéis pode ser também observado em [2].

Num estudo relacionado com a reciclagem de módulos fotovoltaico de silício monocristalino por reciclagem mecânica obteve-se a seguinte composição [12]:

Material	Vidro	Al	Si	Ag	Sn	Zn	Cu	Pb	outros
% de material no módulo (%)	74	10,3	3,35	0,17	0,12	0,07	0,57	0,06	0,05
Quantidade de material num módulo (máximo 20 kg) (kg)	14,9	2,06	0,67	0,034	0,024	0,014	0,114	0,012	0,01
Rendimento da reciclagem (%)	95	100	81	50	100	100	100	100	---

Tabela 2 Composição exemplificativa de um painel de silício monocristalino.

Um dado relacionado que permite aferir da capacidade de reciclagem/reutilização de componentes dos módulos fotovoltaicos é referido em [10]: um semicondutor de CdTe pode ser reciclado até 40 vezes e, se usado em contínuo em módulos fotovoltaicos, pode auxiliar a gerar eletricidade durante 1230 anos.

Segundo a associação PV CYCLE [5] em 2017 foram recolhidas e tratadas 2409 toneladas de módulos fotovoltaicos obsoletos, a nível europeu, estimando-se para 2018 mais de 5000 toneladas no âmbito da sua intervenção, maioritariamente na Alemanha, Itália e França, com uma repartição



Figura 2 Filme fotovoltaico CIGS (via WikiCommons, CIGS Solarzellen [CC BY-SA 4.0] (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>)).



Figura 3 Instalação fotovoltaica de filme fino de CdTe (via Wiki Commons, NREL [Public domain]).

de 84,0% para painéis à base de silício, 12,2% de CIGS e 2,1% de CdTe. Também segundo esta associação, a reciclagem de 1 tonelada de módulos fotovoltaicos obsoletos evita aproximadamente a emissão de 1,2 toneladas de CO₂ [5].

Também a título de exemplo refira-se que uma empresa de serviços ambientais, a Veolia, tem em França, onde o setor solar tem crescido 40% ao ano (84 000 toneladas em 2017), um Centro de Reciclagem de Painéis Solares, que é considerado como sendo o primeiro inteiramente dedicado para este fim. Esta empresa estabeleceu um contrato com a PV CYCLE France tendo previsto reciclar 1300 toneladas de painéis em 2018 subindo esse valor para 4000 toneladas em 2022. Esta empresa pretende construir instalações similares noutros países [15].

Dado que existem metais pesados na composição dos módulos, a sua deposição em aterro pode resultar em problemas ambientais, além dos custos associados. Além disso, a presença de materiais valiosos como o cobre e a prata, que estão também presentes e em maior quantidade, representam uma oportunidade económica que não é de rejeitar [8]. Embora as células solares de filme fino usem muito menos material do que as células c-Si, existem preocupações acerca da disponibilidade e toxicidade de materiais como o telúrio (Te), índio (In) e cádmio (Cd) [8]. É indicado que num painel fotovoltaico representativo existem as seguintes % em peso de vários metais: chumbo-0,12%; prata-0,14%, estanho-0,12% e cobre-0,37% [12].

Para se ter uma ideia da complexidade do processo de reciclagem dos módulos de CdTe é descrito em seguida um processo desenvolvido pela FirstSolar [8], [10]. O processo inicia-se com a trituração dos módulos



Figura 4 Painéis fotovoltaicos (Imagem por bernswaelz, via Pixabay).

em grandes pedaços e, subsequentemente, em fragmentos menores (<5 mm) num moinho de martelos. Nas 4-6 horas seguintes os filmes semicondutores são removidos num tambor lento de lixiviação. O vidro remanescente é exposto a uma mistura de ácido sulfúrico e peróxido de hidrogénio, após o que o vidro é novamente separado. A seguir separa-se o vidro dos pedaços maiores de acetato de etileno vinilo (EVA) através de um peneiro de vibração. O vidro limpo é enviado para reciclagem, e usa-se então o hidróxido de potássio para precipitar os compostos metálicos que são enviados para uma empresa que os purifica para um uso posterior. É, assim, recuperado 90% do vidro e 95% dos semicondutores.

Assinale-se que taxas de reciclagem típicas na indústria automóvel são de cerca de 75% e nos equipamentos das tecnologias de informação são de 45% [10].

Outros processos são também descritos [8] incluindo as suas vantagens e desvantagens. De referir ainda aqui, a título de exemplo de tecnologias, uma patente [16] relativa a um processo para reciclar células solares de filme fino de CdTe/Cds ou um processo de aquecimento eletrotérmico aplicado à reciclagem de painéis c-Si [13].

Num estudo comparativo [12] foram usados 3 métodos de reciclagem dos painéis fotovoltaicos, térmico, químico e mecânico. Concluíram os seus autores que o método térmico era mais vantajoso do que o método químico, por este ser mais curto e ter um menor investimento. Este método tem, porém, a desvantagem da formação de gases por decomposição do polímero EVA. No processo mecânico tem que se ter em atenção que tecnologias e dispositivos são adequados à trituração. O processo químico baseava-se na imersão do material consecutivamente em ácido nítrico, ácido clorídrico, ácido sulfúrico, hidróxido de potássio e água. Verificaram também que o material triturado contendo menos de 0,07% de prata não era economicamente vantajoso para processar quimicamente.

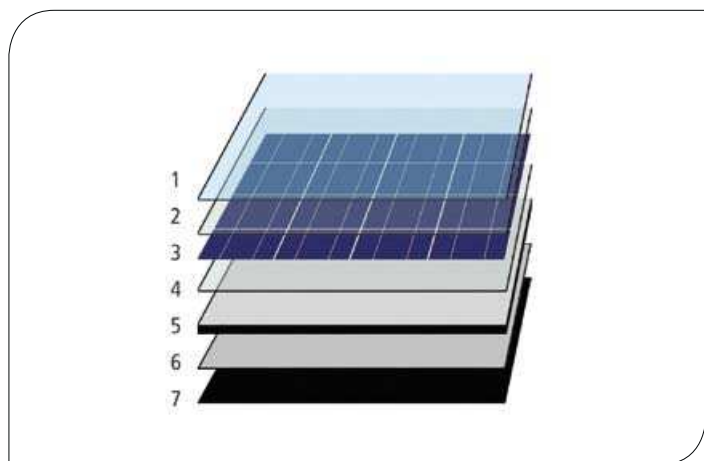


Figura 5 Estrutura esquemática de um módulo fotovoltaico (via Wiki Commons, Debora Castelnuovo [Copyrighted free use]).

No desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica são apontadas como futuro neste domínio, as células baseadas em perovskites, com rendimentos superiores às de silício, embora ainda com alguns problemas de estabilidade e ainda não em produção industrial. Essa grande potencialidade levou mesmo alguns investigadores a abordarem a sua avaliação do ciclo de vida [17], antecipando desenvolvimentos futuros e foram já dados alguns passos ao nível do estudo da reciclagem deste tipo de painéis [18].

Conclusão

Deve haver uma estratégia de gestão holística dos painéis fotovoltaicos obsoletos [1], embora os volumes atuais de resíduos sejam ainda baixos [8]. Este tema da gestão e tratamento deste tipo de resíduos tem acelerado a curva de aprendizagem da indústria e é da maior importância assegurar o progresso e permitir uma reciclagem sustentável e uma cadeia de valor adequada [13].

Há oportunidades e desafios no que se refere à reciclagem dos equipamentos fotovoltaicos, mas os métodos de reciclagem necessitam ainda de ser melhorados [8]. No entanto há já empresas/entidades a trabalhar neste domínio que poderão ser parceiros de potenciais interessados.

No desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica são apontadas como futuro neste domínio, as células baseadas em perovskites, com rendimentos superiores às de silício, embora ainda com alguns problemas de estabilidade e ainda não em produção industrial.

Existe, assim, uma oportunidade de negócio relacionado com a reciclagem deste tipo de painéis fotovoltaicos, que poderá ser interessante para alguns investidores, nomeadamente os que estão já a trabalhar em áreas de reciclagem afins.

Referências

- [1] Mahmoudi S., et al., *End-of-life photovoltaic modules: A systematic quantitative literature review*, *Resources, Conservation and Recycling*. Vol. 146, julho 2019, p. 1-16.
- [2] www.greenmatch.co.uk/blog/2017/10/the-opportunities-of-solar-panel-recycling, acessado em 29-07-2019.
- [3] www.solarwaste.eu/ acessado em 29-07-2019.
- [4] IRENA & IEA-PVPS, Weekend S., Wade A., Heath G. *End-of-life Management: Solar Photovoltaic Panels*. 2016.
- [5] Lempkowicz B., *With 151.000 tons of end-of-life PV panels expected before 2030, recycling is not an option*. Webinar – PV end-of-life management- reduce, reuse, recycle. ATA Insights, 7th March 2019.
- [6] European Union. Directive 2012/19/EU of the European parliament and of the Council of 4 July 2012 on Waste electrical and Electronic Equipment (WEEE): *Official Journal of the European Commission*. 2012:L 197/38-71.
- [7] Decreto-Lei n.º 67/2014, de 7 de maio.
- [8] Lunardi M. M. et al., *A Review of Recycling Processes for Photovoltaic Modules*. <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.74390>. Chapter 2 in *Solar Panels and Photovoltaic Materials*. Ed. Beddiaf Zaidi, IntechOpen, 2018, DOI: 10.5772/intechopen.72061.
- [9] www.pv-tech.org/news/japan-issues-guidelines-on-proper-disposal-of-used-solar-modules acessado em 01-08-2019.
- [10] Raju S., *Enabling a virtuous Cycle – Life Cycle Management in Photovoltaics*. Webinar PV end-of-life management- reduce, reuse, recycle. ATA Insights. 7th March 2019.
- [11] IRENA. *Solar PV Recycling Offers Significant Untapped Business Opportunity*. New Report Shows – Technical potential of materials recovered from end-of-life solar PV panels could exceed \$15 billion by 2050. Munich, junho 2016.
- [12] Strachala D. et al., *Methods for recycling photovoltaic modules and their impact on environment and raw material extraction*. *Acta Montanistica Slovaca*. Vol. 22, n.º 3, 2017, p. 257-269.
- [13] Doni A., Dughiero F. *Electrothermal Heating Process Applied to c-Si PV Recycling*, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 38th IEEE, 2012.
- [14] Cucchiella F., D'Adamo I., Rosa P., *End-of-life of used photovoltaic modules: A financial analysis*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 47, 2015, p. 552-561.
- [15] <http://noctula.pt/o-que-fazer-aos-paineis-solares-fotovoltaicos-em-fim-de-vida/> acessado em 30-07-2019.
- [16] Campo M. D. et al., *Process for recycling CdTe/Cds thin film solar cell modules*. Patente US 6.572.782, 2003.
- [17] Jaume-Adrià A. et al., *Perovskite Photovoltaic Modules: Life Cycle Assessment of Pre-industrial Production Process*. *iScience*, n.º 9, 30 novembro 2018, p. 542-551.
- [18] Kadro J. M. et al., *Proof-of-concept for facile perovskite solar cell recycling*, *Energy & Environmental Science*. Vol. 9, n.º 10, 2016, p. 3172-3179.

avaliação do **potencial** energético **fotovoltaico** em Cabo Verde

Eng.º Silvestre Baptista
Universidade de Cabo Verde
kapverdeaner@gmail.com

Resumo

A busca pela diversificação da matriz energética cabo-verdiana tem-se tornado cada vez mais necessária, motivada por 2 principais fatores. Primeiramente pelo atual panorama energético, no qual com a utilização de energia limpa em detrimento de combustíveis fósseis reduz-se significativamente as emissões de gases de efeito de estufa, prejudiciais para a população e para o planeta Terra em geral. E pela utilização de recursos endógenos diminui-se a importação de energia, os custos associados à importação e a dependência energética, ou seja, aumenta a segurança energética de um país. Diante deste cenário, a energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma tecnologia em constante avanço em diversos países do mundo. Neste artigo pretende-se (i) avaliar, de forma exploratória, o potencial de energia solar fotovoltaica produzida em várias regiões do arquipélago; (ii) contabilizar os custos associados à expansão de sistemas solares fotovoltaicos (SSF) e (iii) identificar os principais obstáculos face à implementação de futuros SSF para a produção energética em condições viáveis.

Introdução

Ao longo dos últimos anos, a tecnologia solar fotovoltaica conheceu uma extraordinária evolução na sua capacidade instalada, ou seja, no número de unidades industriais dedicadas à produção de módulos fotovoltaicos. Como o custo desta tecnologia tem vindo a reduzir e o preço da energia convencional não promete descer, a produção de energias renováveis, produzidas de forma descentralizada, deve ser, indubitavelmente, uma opção válida para reduzir os custos e a independência energética de Cabo Verde, sendo que os sistemas fotovoltaicos podem contribuir para reduzir até 50% nos custos com energia elétrica. Segundo um estudo elaborado pela GESTO ENERGIA S.A.¹ (Gesto Energy), constata-se, uma expectativa de um aumento da disponibilidade do recurso solar nas ilhas do arquipélago traduzindo-se, de certa forma, num incremento no potencial de produção de energia solar fotovoltaica. Em Cabo Verde, o Governo elegeu a segurança energética, a estabilidade dos preços e a redução da fatura energética como preocupações centrais, devidamente estabelecido no Plano Estratégico de Desenvolvimento Sustentável (PEDS, 2017-2021) em alinhamento com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 7 – “Energia Limpa e Acessível”.

¹ Empresa especialista em consultoria energética e estudos de avaliação de potencial de Energias Renováveis, para a Direção Geral de Energia de Cabo Verde, no âmbito do Plano Energético Renovável de Cabo Verde, desenvolvido entre janeiro de 2010 e junho de 2011. Website: <http://gestoenergy.com/wp-content/uploads/2019/02/Atlas-e-Projetos-de-Energias-Renov%C3%A1veis-de-Cabo-Verde.pdf>.

Potencial energético solar fotovoltaico

Contextualização

Cabo Verde possui excelentes condições para incrementar a utilização e exploração do grande potencial dos recursos endógenos renováveis principalmente nos domínios da eólica e solar. Tendo em conta que a energia elétrica é demasiada cara no arquipélago, cujo custo constitui um peso nos rendimentos das famílias e empresas, seria fundamental que o país desenvolvesse políticas estratégicas de expansão do aproveitamento dessas fontes energéticas com o intuito da redução da tarifa de eletricidade e água, do aumento da segurança energética e da competitividade e diversidade da sua economia. De acordo com o *Master Plan 2018/2040* para o setor elétrico, Cabo Verde pretende garantir até 2025 uma taxa de penetração de energias renováveis de 30% e projeta para o horizonte 2030 uma produção de 50% de energia consumida em todo o território nacional a partir de fontes renováveis. Num futuro próximo, prevê-se a construção do maior parque solar fotovoltaico do país onde irá ocupar uma área de cerca de 20 hectares no Município de Calheta São Miguel, Ilha de Santiago e cuja capacidade instalada será de 10 MW. Estima-se uma produção de energia elétrica equivalente a 18 GW, evitando uma emissão de cerca de 12 500 toneladas de dióxido de carbono. Igualmente, existe um outro projeto em curso para a construção de um parque fotovoltaico na ilha da Boavista cuja capacidade será de 5 MW.

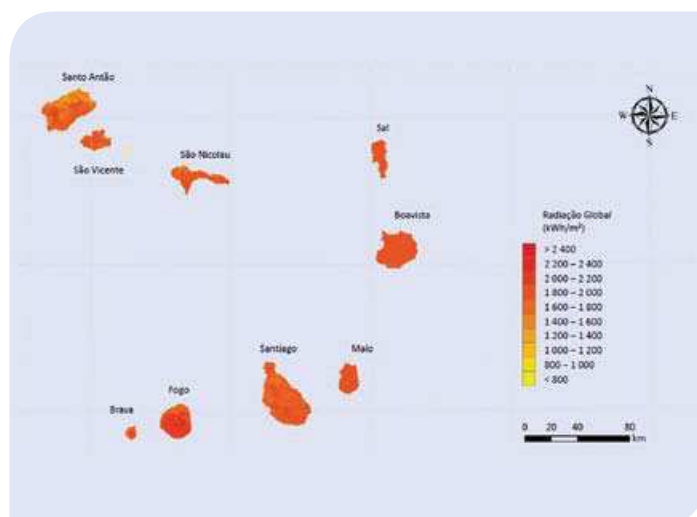


Figura 1 Radiação global nas ilhas do arquipélago (Fonte: Gesto Energy).

Recurso solar

Para o estudo do recurso solar foi elaborado, em 2011, pela consultora Gesto Energy um mapeamento do recurso com base na cartografia da Direção Geral do Ordenamento do Território à escala 1:10 000 e em dados de satélite que permitam parametrizar o modelo no que respeite a questões atmosféricas. O resultado sumário da caracterização do recurso solar nas ilhas é dado pelo mapa da radiação global, que se apresenta na **Figura 1**.

A radiação global média anual, para grande parte do território, varia entre 1800 e os 2000 kWh/m²/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno, com um potencial de mais de 3750 horas de sol por ano. As melhores áreas das ilhas apresentam níveis de radiação global em plano horizontal entre 2070 kWh/m²/ano e 2175 kWh/m²/ano, assumindo-se um valor indicativo

para as zonas com potencial do arquipélago de 2130 kWh/m²/ano. Refira-se que as máximas radiações globais em plano horizontal na Europa registam valores na ordem dos 1700 kWh/m²/ano, o que demonstra que Cabo Verde tem um recurso bastante superior ao recurso solar europeu, local onde o investimento em tecnologia solar tem vindo a aumentar desde a última década.

Parques solares fotovoltaicos

Em finais de 2010 inaugurou-se, em Cabo Verde, 2 das maiores centrais de produção de energia fotovoltaica na África Ocidental, nas Ilhas do Sal e de Santiago respetivamente (**Tabela 1**), com um *backup* térmico de 3 grupos eletrogéneos a fuel e cuja potência nominal equivale a 1635 kW. Segundo

Parques solares fotovoltaicos	Ilha	Área ocupada [ha]	Qta. painéis	Potência instalada [MWp]	Estimativa da produção anual			Custo de investimento	Entrada em funcionamento
					[MWh]	[GJ]	[Tep]	[Euro]	
Palmarejo Grande	Santiago	12	21 696	4,5	8 120	29 226	698,2	18 756 076,50	02/11/2010
Sal	Sal	10	11 016	2,5	3 960	1 425	340,5	9 359 431,03	01/10/2010
Total		22	32 712	7	12 080	30 651	1 039	28 115 507,53	-

Tabela 1 Parques solares fotovoltaicos em Cabo Verde (Fonte: Adaptado de Gesto Energy).

dados divulgados pela *Martifer Solar*², as 2 centrais solares fotovoltaicas evitarão a emissão de 13 mil toneladas por ano de CO₂ contribuindo, assim, no campo ambiental e de sustentabilidade, para a redução de emissões poluentes e de efeito de estufa.

Em Cabo Verde, as tecnologias híbridas de energias renováveis têm-se revelado também uma alternativa importante para fazer chegar a eletricidade a algumas comunidades rurais e isoladas. Alguns sistemas de micro-produção, com base essencialmente em tecnologia solar fotovoltaica, que sustentam, basicamente, a procura das localidades, são evidenciados/apresentados a seguir:

Sistema fotovoltaico de Monte Trigo

A aldeia piscatória de Monte Trigo, na ilha de Santo Antão (Figura 2), foi a primeira localidade cabo-verdiana abastecida a partir de uma fonte energética 100% renovável, em fevereiro de 2012. O sistema de Monte Trigo garante o serviço elétrico contínuo aos 274 habitantes da aldeia, mediante 75 ligações domésticas e ainda aproveita os excedentes para a produção de gelo que se destina à principal atividade económica desta localidade isolada do sul do concelho do porto novo, na ilha de Santo Antão. No entanto a referida central possui uma geração de 100 MWh (com uma procura estimada em 90 kWh/dia), e tem uma potência instalada de 39 kWp, o que evitou o consumo de cerca de 49 465 litros de gasóleo e a emissão de 148 toneladas de gás CO₂³, o mais agressivo para a camada de ozono que provoca as mudanças climáticas.

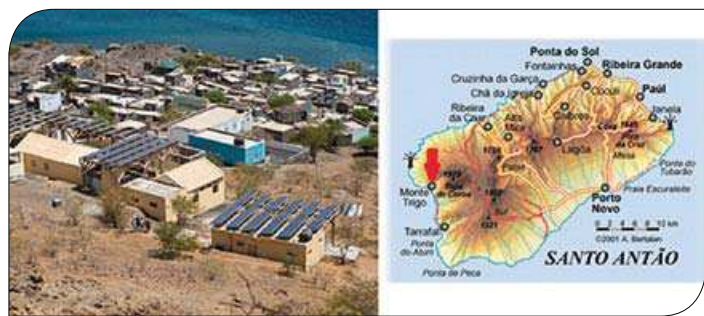


Figura 2 Microprodução híbrida de Monte Trigo, ilha de Santo Antão (Fonte: Google).

Sistema fotovoltaico de Carriçal

A localidade do Carriçal (Figura 3), com 120 habitantes (Censo 2010), a única do município de São Nicolau que ainda não tinha eletricidade é agora a 5.ª localidade de Cabo Verde a ter serviço básico de eletricidade com recurso à energia solar e é a 2.ª comunidade isolada do país (depois de Monte Trigo, na Ilha de Santo Antão) a ser abastecida a 100% e durante 24 horas por energia renovável. A central fotovoltaica de Carriçal baseia-se na geração de energia através da tecnologia solar fotovoltaica, com a instalação de um parque solar de 21 kWp de potência nominal e composto por 88 painéis fotovoltaicos. A rede de distribuição em baixa tensão abastece a iluminação pública e 40 ligações domésticas para chegar aos 200 habitantes⁴. Portanto, 50 famílias beneficiam da energia de forma pré-paga, gerindo as necessidades de todos e evitando desperdícios.



Figura 3 Microprodução híbrida de Carriçal, ilha de São Nicolau (Fonte:ARES⁵).

Produção da Energia Solar Fotovoltaica

Segundo dados divulgados pela Electra⁶, de 2012 a 2018, registou-se em Cabo Verde um aumento na produção de energia solar fotovoltaica na ordem de 21,28%. Por conseguinte, a taxa de penetração na rede elétrica passou de 2,3% em 2010, para 2,1% em 2018, conforme mostra a Tabela 2.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia produzida [MWh]	7 464	7 253	6 647	6 207	5 594	6 547	9 053
Taxa de penetração	2,3%	2,0%	1,9%	1,7%	1,4%	1,5%	2,1%

Tabela 2 Evolução da energia solar fotovoltaica em Cabo Verde (Fonte: Elaboração do autor a partir de dados dos relatórios da Electra).

Custos associados à expansão de sistemas fotovoltaicos

O solar fotovoltaico é uma tecnologia com menor maturidade, apresentando custos ainda elevados quando comparado com outras tecnologias. Contudo tem-se assistido a uma diminuição do preço dos módulos, sendo expeável que esta tendência se mantenha. Por outro lado, o efeito da insularidade influencia os custos de transporte e construção de infraestruturas em Cabo Verde tendo-se assumido um custo de 3,25 €/Wp (Gesto Energy). Com base nos dados divulgados pelo Sunpower (2008) considerou-se um valor aproximado de 0,03 €/kWh no que tange aos custos de O&M, incluindo a limpeza dos painéis, manutenção do inversor, entre outros. Na Tabela 3 sintetiza-se os custos de investimento e O&M para uma futura expansão de sistemas solares fotovoltaicos (SFV) em todas as ilhas do arquipélago.

Conclusão

Como normalmente acontece com países insulares, Cabo Verde, por um lado, não possui quaisquer recursos energéticos convencionais mas, por outro lado, possui uma diversidade de fontes de energias renováveis, como o sol, por exemplo. Nos últimos tempos, o arquipélago apostou fortemente na construção de 2 parques solares como alternativa aos combustíveis fósseis para baixar os custos de produção de eletricidade e água. Infelizmente isso não trouxe ganhos significativos, a curto prazo, na economia, no bolso das famílias e na competitividade do país na medida em que o custo da eletricidade ainda se afigura como um dos

² Empresa portuguesa do Grupo Martifer que foi responsável pelo fornecimento e instalação dos 2 parques solares fotovoltaicos em Cabo Verde, num montante global de cerca de 30 milhões de euros.

³ Sesam-er (Serviço Energético Sustentável para Povoações Rurais Isoladas mediante Micro-Redes com Energias Renováveis) no website www.sesam-er.no.comunidades.net.

⁴ Instituto Nacional de Estatística – Cabo Verde, 2014.

⁵ Atlantic Renewable Energy Solutions.

⁶ Concessionária de serviços público de produção e distribuição de eletricidade e água em Cabo Verde e foi criada a 17 de abril de 1982, pelo Decreto-lei n.º 37/82.

Ilha	Produção de energia elétrica	Custo	
	[GWh/ano]	Investimento [€]	O&M [€]
Santo Antão	18,2	32 500 000	393 336
São Vicente	13,6	24 375 000	294 354
São Nicolau	3,6	6 500 000	78 494
Sal	60,4	9 336 937	95 213
Boavista	54,2	97 500 000	1 169 964
Maió	5,1	9 750 000	110 722
Santiago	365,3	788 961 000	9 012 600
Fogo	7	13 000 000	150 941
Brava	1,7	3 250 000	37 606
Total	529,1	985 172 937	11 343 230

Tabela 3 Custos de investimento e O&M para futura expansão de SFV (Fonte: Adaptado de Gesto Energy).

grandes desafios a vencer, pois continua a ser duas/três superior ao praticado na União Europeia e um dos mais caros do mundo. O sucesso socioeconómico de Cabo Verde depende efetivamente de uma aposta integrada e coerente no crescimento e diversificação das fontes de energia sustentável do país, de modo a que a população das 9 ilhas habitadas possa ter um acesso a energia elétrica que seja fiável, económico e ecologicamente consciente. Por conseguinte, a expansão dos parques solares fotovoltaicos pressupõe, à partida, avultados investimentos em infraestruturas consideradas relevantes e necessárias para garantir a segurança e a operacionalidade das redes, o que colocaria em risco a sua materialização. Um outro obstáculo que poderia pôr em risco a expansão dos parques solares fotovoltaicos seria a inexistência do mercado solar fotovoltaico, atendendo à pequena dimensão do país. Quer do ponto de vista técnico, quer económico, seria muito mais viável se Cabo Verde começasse a desenvolver estudos para fazer face à produção descentralizada de energia solar fotovoltaica, integrando-a com outros recursos e apostasse na promoção de micro-redes ou mini-redes exclusivamente alimentadas com esse recurso, entre outros. Para a sustentabilidade financeira destas redes criar-se-iam sistemas inovadores de financiamento, recorrendo por exemplo à sua vasta diáspora para financiarem micro-redes nas suas localidades natais.

Referências

- [1] Gesto Energy Solutions – *Cape Verde Renewable Energy Plan*. 2011.
- [2] Direção Geral de Energia de Cabo Verde (DGE). *Sustainable Energy for all*. abril 2015.
- [3] *Sustainable Energy for all*. abril 2015.
- [4] INE – Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde (Censo 2010).
- [5] Website – <https://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/white-papers/wp-levelized-cost-dri>.
- [6] *Electra*, S.A. – *Relatório e Contas*. 2012-2018.
- [7] B. Matteo, V. Xavier, A. Luis, P. Damià Pujol, C. Janina, L. Claudio. *Implementation of a PV rural micro grid in the island of Santo Antão (Cape Verde) with an individual energy allowance scheme for demand*. Presented at the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Frankfurt (Germany). September 2012. [tm](#)

cabos solares para instalações fotovoltaicas

Numa instalação fotovoltaica, a interligação dos módulos aos inversores é feita por cabos CC (Corrente Contínua). Representam apenas cerca de 2% do custo total do projeto mas têm um papel fundamental na *performance* elétrica.

HELUKABEL Portugal

O cobre é o material condutor de eleição pois alia a flexibilidade à capacidade de transmissão de corrente e a uma elevada eficiência termal. Ao ser revestido com uma liga metálica como o estanho, as propriedades naturais do cobre são aumentadas, prevenindo a corrosão e conseqüente resistência superior à humidade. Em CC não se verifica o *skin effect* como nos cabos CA (Corrente Alternada), pelo que qualquer alteração na quantidade de cobre ou utilização de outras ligas como, por exemplo, alumínio cobreado, levará a um impacto significativo na capacidade de transmissão de energia com a conseqüente perda de *performance*.

As necessidades das instalações fotovoltaicas levam a que os cabos solares tenham de ter características físicas específicas, principalmente devido às seguintes exigências:

- Condições adversas de operação (instalação exterior);
- Resistência a UV;
- Degradação por absorção de ozono;
- Risco de incêndio devido às elevadas temperaturas registadas nos módulos;
- Tempo expectável de serviço de 25 anos.

A bainha exterior é normalmente preta (poderá ser vermelha para distinção dos circuitos), constituída por polietileno ou poliolefina livre de halogéneos, retardante de chama, com baixa emissão de fumos, resistente a UVs e à prova de água (chuva e alagamento). Estes cabos possuem, também, uma bainha interior por forma a garantir uma superior resistência elétrica e mecânica. O expectável processo de envelhecimento pode originar uma fragilização das bainhas com o conseqüente aparecimento de fendas e eventual falha do isolamento, pelo que é recomendável a utilização de materiais de qualidade que garantam o tempo de serviço recomendado.



Durante a instalação destes cabos deve-se ter especial atenção às amarrações e pontos de entrada nos equipamentos. Arestas afiadas e abraçadeiras não adequadas podem colocar em causa o funcionamento e segurança da instalação. Em instalações de maior dimensão, o fabrico de infraestruturas de gestão de cabos no local torna-se necessário para minimizar problemas.

Normas técnicas

Os cabos CC para sistemas fotovoltaicos são regidos por normas técnicas europeias (EN) e americanas (UL).

Em Portugal são utilizadas as normas EN, sendo recomendável a utilização de cabos com certificação TÜV.

As normas EN publicadas em 2014 (EN 50618) classificam os cabos CC até 1500 V, requerendo que os cabos sejam de baixa emissão de fumos, livres de componentes halogenados e com bainha de isolamento reticulado. Os condutores têm de ser flexíveis, de Classe 5.

Conclusão

A assertiva seleção do tipo de cabo solar a instalar garante a *performance* elétrica e o tempo de vida útil expectáveis, permitindo o correto funcionamento do sistema fotovoltaico sem colocar em causa a segurança de pessoas e bens. [tm](#)

