

# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

Editores  
Hélder Gonçalves  
Teresa Ponce de Leão



# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

PAG. 03

Síntese

PAG. 45

Biocombustíveis

PAG. 133

Energia eólica

PAG. 189

Energia solar

PAG. 243

Energias renováveis e integração  
no sistema energético

PAG. 285

Anexos





# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

## Síntese

Editores  
Hélder Gonçalves  
Teresa Ponce de Leão

### **Ficha técnica**

Título: Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

Edição LNEG

Lisboa

Data: 31 julho 2020

ISBN 978-989-675-077-0



### **Grupo de Coordenação**

Teresa Ponce de Leão, Presidente do LNEG

Hélder Gonçalves (LNEG), Coordenador do FÓRUM

Justina Catarino (LNEG), Relatora do FÓRUM

Ana Picado (LNEG), Relatora do FÓRUM

### **Grupo Biocombustíveis**

Francisco Gírio (LNEG), Coordenador

Paula Marques (LNEG) e Rafal Lukasik (LNEG), Relatores

### **Grupo Energia Eólica**

José Carlos Matos (INEGI), Coordenador

Teresa Simões (LNEG), Relatora

### **Grupo de Energia Solar (térmica e fotovoltaica)**

Antonio Joyce (LNEG), Coordenador

Susana Camelo (LNEG), Relatora

### **Grupo das Energias Renováveis e Integração no Sistema Energético**

Ana Estanqueiro (LNEG), Coordenadora

António Couto (LNEG), Relator

### **Produção e grafismo**

David Camocho (LNEG), Design Gráfico



## Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020



# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

## Índice

Introdução	09
Enquadramento	11
Biocombustíveis	13
Energia eólica	21
Energia solar	29
Energias renováveis e integração no sistema energético	37





...the ...  
...the ...  
...the ...

...the ...  
...the ...  
...the ...  
...the ...  
...the ...

...the ...  
...the ...  
...the ...

# Introdução

A visão subjacente ao Fórum Energias Renováveis em Portugal foi a de constituir-se como um exercício de reflexão técnica e científica de um conjunto de temas na área das renováveis de forma a fazer o ponto de situação sobre como estávamos, quais as perspetivas dos diferentes atores, as vantagens competitivas, as forças e fraquezas e quais as perspetivas e caminhos possíveis à data de junho de 2018.

O contexto de então e ainda atual reside num sistema elétrico com alta penetração de energias renováveis, com uma discussão alargada do ponto de vista técnico, económico, ambiental e social, onde várias visões esgrimmem argumentos, defensores de tecnologias distintas. No entanto, os temas incontornáveis e que teremos que discutir e encontrar caminhos estão bem presentes, as metas nacionais em termos de renováveis, o Acordo de Paris, o PNEC 2030, o Roteiro de Neutralidade Carbónica e a aceitação consensual de descarbonização da nossa economia.

Os temas abordados foram organizados em quatro grupos, focando na centralidade e importância das energias renováveis e a sua integração no sistema energético nacional, a energia Solar (térmica e fotovoltaica), a energia eólica e os biocombustíveis, temas que se interligaram e deram origem a medidas e conclusões nem sempre consensuais, e que agora se apresentam nos diferentes cadernos temáticos. Foi um exercício coletivo, que decorreu entre a primavera de 2018 e o final de 2019, e em que se agradece o envolvimento e os contributos de todos os que participaram: as empresas do setor, instituições e administração, universidades e politécnicos, institutos de investigação, ONG e consumidores finais, entre outros.

A discussão foi aberta, organizada em grupos setoriais temáticos, identificando a situação atual em cada tópico e apresentando medidas, visando a contribuição para um sistema energético “descarbonizado”, prós e contras de cada tecnologia, estado de desenvolvimento e maturação, indústria vs investigação e *clusters*, desenvolvimento tecnológico e inovação, questões administrativas e legais, entre outras.

Em termos de funcionamento, foi assegurada a coordenação a nível do próprio Fórum, sendo os grupos temáticos associados de igual forma a um coordenador de um *Core Group* que englobou todos os interessados em cada tema.

Esperemos que os resultados obtidos, e que agora se apresentam, constituam uma referência sobre a situação atual e as perspetivas para 2030.

A todos o LNEG agradece a colaboração, esperando desta forma, contribuir para a construção de um sistema energético sustentável, nesta nova era da “Transição Energética”.

Hélder Gonçalves

Coordenador do Fórum Energias Renováveis 2020.





## Enquadramento

O Plano Nacional Energia e Clima é o principal instrumento de política energética e climática nacional, para a década 2021-2030, rumo a um futuro neutro em carbono, definindo as políticas de atuação a médio prazo para o objetivo da neutralidade carbónica em 2050.

Nesta fase de transição energética é necessária uma análise cuidada das várias tecnologias existentes e emergentes, que possam contribuir para a descarbonização do sistema energético, de forma equilibrada e sustentável. Mais importante que as medidas em cada tecnologia é a sua integração em todo o sistema energético, de forma a tirar partido das sinergias entre as várias tecnologias e as diferentes utilizações finais e assim promover um equilíbrio e mais valia para todos.

O atual cenário da energia (renovável) em Portugal teve o seu início no final do século XX e imprimiu uma profunda alteração no sistema energético, principalmente no setor elétrico, sobretudo devido à importância das centrais eólicas. A perspetiva do PNEC é que se verifique um grande investimento no aproveitamento em larga escala da energia solar fotovoltaica, ao mesmo tempo que outras tecnologias se tornam promissoras e competitivas, como é o caso da energia solar de concentração, ou mesmo da energia eólica *offshore*.

Para além destas fontes renováveis, a biomassa constitui um importante recurso renovável cujo contributo importa discutir em termos futuros, quer no âmbito da bioenergia, quer no seu sentido mais lato, a bioeconomia.

Adicionalmente, os consumidores começam a assumir um papel ativo, quer em termos de opções de mercado, quer no que respeita a opções de autoprodução, na qual a opção pelo veículo elétrico e pelo armazenamento (elétrico e térmico), terá um papel instrumental na gestão de um futuro sistema elétrico, tendencialmente 100% renovável.

O Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020 foi organizado, sob coordenação do LNEG, com a constituição de diferentes grupos de trabalho com a participação da comunidade

da energia - indústria, investidores, empresas, academia e instituições de investigação, e consumidores finais, onde se debateram temas específicos do setor energético e das energias renováveis, nomeadamente: o futuro do setor elétrico e como se poderão atingir os objetivos de uma maior integração de energias renováveis; as energias renováveis no setor dos transportes; as energias renováveis para calor e frio, no contexto das cidades do futuro e nos setores industrial e agrícola; o novo papel dos consumidores e dos consumidores/produtores (*prosumers*). Foram realizados seminários setoriais e um seminário final, em maio de 2019, para apresentação pública das conclusões. Foi ainda elaborada uma súmula de contributos, submetida no processo de consulta pública realizada pela Direção Geral de Energia e Geologia, no âmbito o PNEC 2030.

Neste documento, estão publicados capítulos independentes e com autoria distinta, por tema, e uma síntese das principais reflexões /conclusões dos trabalhos de cada grupo, a saber: Biocombustíveis, Energia Eólica, Energia Solar (térmica e fotovoltaica) e Energias Renováveis e Integração no Sistema Energético. Em "Anexos" são divulgadas as apresentações públicas efetuadas no âmbito do Fórum.

---

**Nota:** cada capítulo corresponde ao trabalho produzido por cada grupo, independente e com autoria distinta, tendo a formatação dos seus textos sido respeitada em detrimento de uma harmonização global.

# Biocombustíveis

O **Grupo de Biocombustíveis** do Fórum Energias Renováveis promoveu a análise da relevância da biomassa para CHP e em particular, do uso da biomassa para biocombustíveis que contribuem para se atingir a neutralidade carbónica em 2050, neste período atual de transição energética no setor transportador.

Foram abordadas/discutidas as seguintes subáreas temáticas:

- ◆ os novos critérios ambientais para o uso da biomassa para eletricidade na UE (RED II);
- ◆ as tecnologias de produção de biocombustíveis, atuais e emergentes, e o seu respetivo potencial de descarbonização;
- ◆ a relevância ou não do desenvolvimento de novas infraestruturas para distribuição de combustíveis renováveis, alternativas às existentes (biometano, hidrogénio, etanol);
- ◆ a identificação das medidas necessárias para a biomassa no período 2020-2030.

As conclusões das discussões ocorridas neste grupo de trabalho constituem recomendações para a futura transposição da Diretiva RED II nesta área temática, incluindo na sua estrutura contribuições relevantes, fornecidas por peritos nacionais convidados pelo LNEG e que constituíram o *Core Group* (CG) e o grupo alargado (GA), por representantes de diversos grupos de intervenção da sociedade como indústria, academia, representantes políticos, e entidades da administração pública local e central.

Como pano de fundo para este grupo e no que respeita ao setor da eletricidade e calor, considerou-se que a futura Diretiva RED II vem alterar o paradigma da utilização da biomassa, neste setor, através da introdução de critérios de sustentabilidade com reduções mínimas obrigatórias de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e ainda estabelecer critérios de eficiência energética. Relativamente ao setor dos transportes, o alargamento da introdução de energias renováveis a todas as formas de transportes, o reforço da eficiência energética e a forte necessidade de redução de emissões de gases com efeito de estufa, são fulcrais para atingir as metas nacionais das renováveis nos transportes, representando

as principais alterações estruturais na política europeia de descarbonização nesse setor. Nesta temática há a acrescentar que a biomassa é potencialmente a única fonte de energia renovável que permite obter valores de emissões negativos de gases com efeito de estufa (GEE), considerando todo o ciclo de vida e incluindo a captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>.

## O setor da eletricidade e calor a partir da biomassa

Tendo em conta o efeito que as regras da RED II terão sobre o mercado da biomassa sólida para eletricidade e calor em Portugal, não faz sentido promover a utilização de biomassa para fins de produção de eletricidade dedicada, pois nunca serão atingidos os valores de redução mínima de GEE necessários aos objetivos de descarbonização. Em alternativa às centrais elétricas dedicadas a biomassa poderão considerar-se:

- ◆ centrais de energia térmica de pequena escala;
- ◆ utilização da tecnologia de gasificação da biomassa para produção de biometano, com captura do CO<sub>2</sub>;
- ◆ utilização da tecnologia de pirólise ou de liquefação hidrotérmica para produção de bio-óleos, que através de reações de desoxigenação com hidrogénio verde ou azul permitirão produzir combustíveis avançados com reduções de emissões de GEE próximo dos 100%.

Contudo, é importante ter em consideração que a entrada no mercado destas novas alternativas tecnológicas para a utilização da biomassa, implicará não só o aumento no preço da biomassa residual como também ganhos em eficiência e produtividade nas operações de recolha, logística e abastecimento dos consumidores, para além de permitir acelerar a criação de um novo modelo de gestão das florestas. A melhor forma de penetração destas tecnologias alternativas no mercado passa pelo modelo de pequenas centrais descentralizadas, que poderão localmente criar valor, mantendo a receita na região/comunidade.

## O setor dos transportes e as emissões de GEE

O setor dos transportes é responsável por cerca de 25% das emissões totais de gases com efeito de estufa e ainda depende em cerca de 95% (teor energético) do petróleo. Por outro lado, os efeitos significativos da mobilidade elétrica apenas se projetam em termos de contribuição expressiva para a neutralidade carbónica no médio prazo (pós-2030), no setor dos transportes, devendo esta aposta ser complementada com outras soluções de curto-médio prazo de redução rápida de emissões de CO<sub>2</sub>, que apresentem atualmente melhor custo-eficiência e sejam passíveis de aplicação a todos os modos de transporte no horizonte 2030. Nesse âmbito, o uso de biocombustíveis avançados e outros combustíveis renováveis, serão a alternativa viável e de larga escala até 2030, com o seu contributo para a neutralidade carbónica. Acresce a esta vantagem a melhoria imediata da segurança energética nacional e o potencial de rápida substituição dos combustíveis fósseis atuais no setor rodoviário, utilizando as atuais infraestruturas de distribuição de combustíveis.

Para tal desígnio, é essencial a rápida penetração no mercado de diferentes tecnologias avançadas, de natureza termoquímica ou bioquímica, para a produção de biocombustíveis gasosos, ex. biometano, bem como para biocombustíveis líquidos avançados substitutos do gasóleo e da gasolina. São também de salientar outros vetores energéticos, como é o caso do hidrogénio, produzido por gasificação da biomassa ou por eletrólise da água, com utilização de energia renovável.

## Papel dos biocombustíveis avançados integrando uma política de descarbonização do setor dos transportes

Nos desafios ligados às alterações climáticas, como a entrada em vigor do Acordo de Paris (4 de novembro de 2016), a neutralidade carbónica foi definida como uma das prioridades do Governo Português até 2050. Portugal irá liderar nos próximos anos a Aliança para a Descarbonização dos Transportes, cujo objetivo passa por produzir um mapa de soluções integradas que ajudem a alcançar o objetivo de redução de emissões de GEE e travar o aquecimento global, em que o PNEC 2030 e o RNC2050 representam um forte compromisso português.

### *Combustíveis gasosos – Hidrogénio, biometano e biogás, incluindo os electrofuels*

Os combustíveis gasosos (por ex. hidrogénio e biometano) possuem um elevado potencial para a melhoria da segurança energética nacional, contribuindo quer para a redução das importações de petróleo, carvão e gás natural, quer para alcançar a neutralidade carbónica, podem ter a sua produção renovável através de distintas tecnologias integradas, como as tecnologias de produção de Gases renováveis de origem não biológica (RFNBO ou *electrofuels*). Estas tecnologias, conhecidas como *Power-to-Gas* (PtG) e *Power-to-Liquids* (PtL), utilizam água em vez de biomassa, como fonte renovável. Por outro lado, sendo a produção de H<sub>2</sub> realizada a partir da eletrólise da água, que requer elevadas quantidades de energia, considera-se que a melhor forma de atingir um custo-eficiência adequado será pela utilização do excedente de produção de energia renovável de natureza variável.

### *Biomassa-para-hidrogénio*

Uma das tecnologias promissoras para produzir hidrogénio renovável, de forma limpa e eficiente, é através da gasificação da biomassa. Esta tecnologia não é contudo atualmente competitiva para a produção comercial de hidrogénio em face do mais baixo custo do H<sub>2</sub> obtido por *steam reforming* do gás natural (SMR), tecnologia utilizada para a produção de mais de 95% da produção atual de hidrogénio.

A produção de hidrogénio por eletrólise da água tem recebido bastante atenção pelos *policy-makers*, principalmente devido ao seu papel no acoplamento entre o setor da eletricidade e o setor do gás. Esta tecnologia de produção de H<sub>2</sub> requer grande intensidade energética, enquanto a produção de hidrogénio por gasificação da biomassa, menos

sensível ao preço da energia renovável, pode atingir um custo-eficácia mais favorável e não necessita de água desmineralizada (ao contrário da eletrólise). Além disso, a previsível escassez da água no futuro sugere que a médio-prazo a produção de  $H_2$  por biomassa se torne mais eficaz.

Embora a gasificação permita a utilização direta de hidrogénio em células de combustível de baixa temperatura, quer para sistemas estacionários de produção de energia quer para utilização na mobilidade elétrica por pilha de combustível (FCV), no curto prazo o hidrogénio renovável deve ser visto mais como vetor energético do que como biocombustível. De facto, o seu potencial de contribuir para a descarbonização da rede nacional de GN é uma alternativa a considerar, o que diversifica o uso final do hidrogénio tanto no setor industrial como no setor residencial, para além de constituir uma forma eficiente e barata de armazenar o hidrogénio produzido. Para Portugal, estes usos finais serão um considerável ganho na alternativa aos combustíveis fósseis. No entanto, deve ter-se presente que a gasificação é uma tecnologia emergente a necessitar ainda de demonstração em larga escala e correspondentes incentivos ao investimento.

Em suma, considera-se que ambas as tecnologias de produção de hidrogénio terão desenvolvimento semelhante em termos de custo-eficiência, para um médio-prazo (2040), embora a mais longo prazo, a produção de  $H_2$  por eletrólise possa vir a ganhar uma vantagem decisiva devido a três fatores: redução do custo dos eletrolisadores, eletricidade de origem renovável mais barata e possível aumento do preço do GN. Em sentido contrário, a crescente utilização da água como um bem escasso, apenas tornará viável esta tecnologia de produção de  $H_2$  se a mesma conseguir ser custo-eficiente a partir de água não-potável (mar, rios, etc.).

### *Biomassa-para-biometano*

A alternativa ao  $H_2$  produzido por gasificação de biomassa, consiste na conversão de biomassa em biometano por gasificação ou por digestão anaeróbia de resíduos orgânicos.

No primeiro caso, a tecnologia BtG consiste na gasificação de biomassa numa mistura gasosa (*syngas*) que pode ser enriquecido em biometano, como produto final. Adicionalmente, a tecnologia BtG pode ser integrada com a tecnologia *Power-to-gas*, permitindo ultrapassar o problema do sobrecusto do armazenamento do hidrogénio, pois com a integração destas tecnologias, o hidrogénio pode ser eficientemente convertido em biometano (com sequestração de  $CO_2$ ) e depois facilmente armazenado. A integração dos dois processos pode ser muito vantajosa pois o oxigénio produzido na eletrólise pode ser acoplado ao processo de gasificação (que consome oxigénio), enquanto o hidrogénio produzido pode ser utilizado para a metanação do biogás ou para pilha de combustível. Contudo, é sempre necessário que o  $CO_2$  contido no *syngas*, seja separado antes da reação com o  $H_2$ .

No segundo caso, por digestão anaeróbia de biomassa residual produz-se biogás nos conhecidos digestores anaeróbios, que pode ser purificado em biometano, utilizando sistemas comerciais. Embora já existam unidades de demonstração destas tecnologias de produção (bio-GNL ou bio-GNC), o seu custo-eficiência ainda não atingiu um valor comercialmente interessante, na ausência de outras externalidades positivas, ex. imposto sobre o

CO<sub>2</sub> emitido. Um estudo realizado pelo LNEG em 2015, constitui uma boa base de trabalho para avaliar o potencial da produção de biometano em Portugal.

A utilização do biometano no setor rodoviário ou marítimo, tem sido continuamente adiado por falta de legislação e de incentivos. Tendo em conta as infraestruturas já existentes na Europa, o biometano terá mais vantagens no transporte rodoviário de longa distância. Outra alternativa eficaz, reside na utilização de biometano liquefeito como solução para a descarbonização do transporte marítimo, desde que siga o mesmo percurso do GNL, que será sem dúvida e por muitos anos o futuro dos combustíveis marítimos.

Convém igualmente referir, que existem outras tecnologias variantes da tecnologia BtG, nomeadamente a tecnologia BtL (gasificação seguido de reação *Fischer-Tropsch*), onde o produto final é metanol em vez de metano. Neste caso, preveem-se apenas para 2022 as primeiras unidades comerciais europeias para produção de metanol como combustível líquido.

### *Combustíveis líquidos*

No setor transportador, a biomassa assume atualmente um claro papel de liderança nas energias renováveis particularmente no que se refere ao nível crescente de produção de biocombustíveis líquidos avançados, em consonância com a próxima Diretiva RED II.

Na Europa, a Diretiva ILUC desincentivou o uso de matérias-primas endógenas que compitam com o mercado alimentar para a produção de biocombustíveis. A acrescentar, a Diretiva RED II (em vigor a partir de 01/07/2021) reforça a aposta em matérias-primas residuais ou de baixo ILUC (caso de culturas energéticas em terrenos de nenhuma ou pouca aptidão agrícola) que, por conversão termoquímica ou bioquímica, permitam a obtenção de álcoois, dimetileter, hidrocarbonetos, HVO (óleos vegetais hidrotratados), ou outros biocombustíveis verdes substitutos dos atuais combustíveis fósseis.

### *Bioetanol (e outros álcoois) – substitutos de gasolina*

Na aplicação de tecnologias de conversão bioquímica, para a valorização de biomassas lenhocelulósicas, a celulose e a hemicelulose são convertidas em biocombustíveis líquidos. Estas tecnologias, que requerem várias etapas de processamento da biomassa, através de pré-tratamento, hidrólise enzimática e tecnologias de fermentação, estão já em níveis de TRL pré-comercial. Embora existam ainda algumas barreiras tecnológicas, nomeadamente ao nível da intensidade energética do pré-tratamento e da intensificação do processo enzimático, a produtividade requerida para tornar o processo de bioconversão economicamente viável dependerá bastante do tipo de açúcares - C6 (hexoses) ou C5 (pentoses) e da sua razão C5/C6 - a serem utilizados. No entanto a tecnologia do bioetanol celulósico encontra-se, em termos mundiais, em fase de demonstração à escala industrial e prevê-se ser custo-eficaz na década 2020-2030.

Para além da produção de etanol, como biocombustível, substituto principalmente da gasolina (é igualmente possível substituir totalmente o diesel no transporte rodoviário de mercadorias através do ED95), existem outros processos de conversão de biomassa em

álcoois superiores (ex. isobutanol, n-butanol), atendendo ao facto destes álcoois possuírem teores caloríficos superiores ao etanol. Todos estes álcoois possuem a grande vantagem de poderem utilizar as atuais infraestruturas de distribuição de combustíveis fósseis e sem qualquer modificação da geração atual de motores de combustão interna das viaturas produzidas depois do ano 2000.

### *Biodiesel e HVO – substitutos de gasóleo*

A produção de biodiesel é realizada à escala industrial através de uma reação de (trans) esterificação. O processo comercial mais utilizado para a produção de biodiesel, denominado FAME apresenta um rendimento em biodiesel que ronda os 85-90%. A Diretiva ILUC apostou na substituição de óleos vegetais alimentares por matérias-primas residuais, tais como os óleos alimentares usados (OAU) e as gorduras animais. A valorização de bio-resíduos através da conversão dos óleos/gorduras neles contidos por transformação num produto energético (biodiesel) será uma alternativa sustentável de redução/eliminação dos mesmos. No entanto, a Diretiva RED II que entrará em vigor em 2021, pretende limitar a utilização destas matérias residuais a 1,7%, o que significa que existe uma margem mínima de crescimento no aproveitamento destas matérias residuais. A razão subjacente a este teto, é a atual distorção do mercado de OAU introduzido pela Diretiva ILUC. Portugal recolhe cerca de 15000 t de OAU do seu canal HORECA mas utiliza 190000 t de OAU para biodiesel, residindo a diferença na importação de OAU de 37 países.

No mercado, já existe um outro biocombustível substituto do diesel conhecido como HVO. O HVO ou gasóleo verde possui propriedades químicas idênticas ao diesel, mas foi obtido na sua totalidade a partir de óleos vegetais ou usados ou em coprocessamento (misturado com petróleo) em ambiente de refinaria. O HVO, ao contrário do diesel, não emite NOx.

### *Análise do atual cluster industrial de produtores de biodiesel em Portugal*

O futuro do *cluster* de empresas de biodiesel em Portugal, depende de vários fatores, nomeadamente:

- ◆ permitir maior utilização de matérias-primas residuais;
- ◆ limitar a incorporação do atual biodiesel mas não eliminar até 2030;
- ◆ considerar a valorização dos óleos de oleaginosas, pois é um coproduto da produção de proteína vegetal para alimentação humana e animal.

O atual *cluster* de biodiesel tem um papel indireto relevante em toda a cadeia do setor alimentar, pois possibilita gerar emprego e Valor Acrescentado Bruto (VAB) a uma fileira de indústrias extratoras de óleo, evitar a importação de 300 kt de bagaços proteicos (Portugal é deficitário) para além de permitir a existência de uma fileira agrícola com mais de 20000 ha em girassol e colza. Considera-se que é absolutamente necessário que as atuais unidades produtoras de Biodiesel-FAME diversifiquem as suas matérias primas, privilegiando tudo o que não compete com o mercado alimentar e realizem ações de inovação relacionadas com processos e produtos.



## Bioquerosene (aviação)

No caso da aviação, a transição energética não passa pela mobilidade elétrica mas antes pelos biocombustíveis líquidos, sendo necessárias opções efetivas de neutralidade carbónica, dado os atuais biocombustíveis existentes no mercado rodoviário (etanol e biodiesel) não cumprirem os requisitos técnicos para substituírem o *jet-A1* (combustível fóssil de aviação).

A questão principal no desenvolvimento de biocombustíveis para aviação, é a redução do nível de oxigénio elementar presente na biomassa, o que se consegue usualmente pela utilização de hidrogénio, com o objetivo de aumentar a razão H/C (ou a razão Heff/C) no biocombustível. Isso pode ocorrer, através do uso da tecnologia de hidroprocessamento, já conhecida da indústria petroquímica.

Todos os tipos e componentes da biomassa podem ser utilizados como matéria-prima (polissacáridos, lenhina, lípidos), com maior ou menor eficiência, em função de quão longe a razão Heff/C está dos valores de interesse, sendo que esta relação é sempre mais baixa para os açúcares do que, por exemplo, para os lípidos ou outros substratos como os bio-óleos. Neste momento, são já reconhecidas algumas vias certificadas pela ASTM para a produção de biocombustíveis para a aviação.

A transição para biocombustíveis deve focar-se numa primeira fase nas alternativas tecnológicas relacionadas com os voos até 1600 km que correspondem a cerca de 75% da aviação mundial. Os atuais biocombustíveis líquidos apenas podem ser misturados diretamente com o *jet A1* fóssil até cerca de 50%, porquanto não preenchem todos os requisitos das normas ASTM (como por exemplo, o conteúdo em hidrocarbonetos aromáticos). Novos biocombustíveis *drop-in* que possam substituir diretamente o *jet-A1* fóssil encontram-se, por enquanto, ao nível de desenvolvimento laboratorial.

## Combustíveis fósseis reciclados

A utilização de resíduos de origem fóssil, ex. plásticos não recicláveis, pneus usados, etc., bem como o CO<sub>2</sub> não-biogénico de origem fóssil emitido por indústrias, através de processos termoquímicos, catalíticos ou biológicos, originam novos combustíveis, denominados por combustíveis de baixo carbono ou combustíveis reciclados. Faz-se notar que não existe ainda metodologia reconhecida na RED II para a avaliação do potencial de sustentabilidade destes combustíveis, os quais não poderão ser objeto de incentivo através de dupla contagem, cabendo a cada Estado-Membro a decisão final de os incluir ou não na meta dos transportes.

## Roteiro nacional para os biocombustíveis avançados no âmbito do PNEC 2030 e RNC2050

De acordo com a cenarização do RNC2050, que pretende que se caminhe para uma situação de neutralidade carbónica até 2050, o setor dos transportes terá alterações profundas nas próximas duas décadas, no sentido da sua descarbonização profunda. Nomeadamente,

espera-se que os combustíveis fósseis tradicionais sejam progressivamente substituídos por eletricidade, biocombustíveis e hidrogénio.

### *Conclusões finais do grupo biocombustíveis*

A evolução da mobilidade elétrica apenas será efetiva para a descarbonização quando a adição de nova capacidade de energia elétrica de fonte renovável e correspondente produção, exceder o acréscimo de consumo de eletricidade para a mobilidade. Reconhece-se que o investimento na criação de infraestruturas de produção, armazenamento e abastecimento, demorará tempo, implicando que a importância da mobilidade elétrica para a efetiva descarbonização do setor transportador apenas será significativa no período pós-2030/2035; existem limitações de peso/espaço e autonomia para o transporte rodoviário de longa distância, e também para os meios marítimo e aéreo. Pelo contrário, será no setor rodoviário ligeiro de passageiros e mesmo no setor de mercadorias de distribuição urbana que a sua penetração se antevê de forma mais clara até 2030.

A atual opção “baterias” pode ser encarada como uma solução, mas impõe a proliferação de pontos de carregamento, o que irá gerar uma pressão na REN e a necessidade de investimento na rede elétrica nacional, que certamente terá repercussão sobre o valor das tarifas a suportar pelo consumidor. Para mitigar esta situação, a médio-prazo (pós-2030) as pilhas de combustível poderão coexistir e complementar as baterias, na mobilidade elétrica. Essa hipótese será viável, desde que os custos de produção e armazenamento de H<sub>2</sub> se reduzam. Considerando que as pilhas de combustível na mobilidade poderão utilizar tanto hidrogénio como etanol como fonte de combustível para produzir eletricidade, a redução das emissões de GEE, a sustentabilidade ambiental, o impacto social e a respetiva análise custo-eficácia deverão ditar as soluções mais apropriadas.

No período de transição energética (2020-2050), o grupo de trabalho do Fórum considerou, como um objetivo prioritário até 2030, dar início a uma transição de utilização de biocombustíveis convencionais para biocombustíveis avançados, que permitam reduções substanciais das emissões de gases com efeito de estufa e que numa perspetiva de ciclo de vida completo (*well-to-wheel*) permitam atingir a neutralidade carbónica total. Para isso, é necessário que exista um quadro legislativo claro que promova a produção destes biocombustíveis e que proteja os investidores.

Por fim, para que estes objetivos sejam alcançados, é necessário que a realidade nacional se adapte aos princípios da RED II sem prejudicar nenhum setor da cadeia de valor (indústria) ou os consumidores. Todos os *stakeholders* do setor deverão ter um papel essencial na transposição da diretiva RED II, deverão ser incentivadas as medidas de promoção da descarbonização da indústria, respeitando o princípio da neutralidade tecnológica, apoiando-se, de forma igualitária, todas as tecnologias, discriminando-as apenas quanto à sua menor contribuição para redução dos GEE numa análise de ciclo de vida completo.

# Energia eólica

O **Grupo Energia Eólica** do Fórum Energias Renováveis avaliou o estado atual do setor eólico, as barreiras ao seu desenvolvimento e uma reflexão sobre um conjunto de tópicos instrumentais para o desenvolvimento deste setor e da sua contribuição para o setor elétrico nacional. São apresentados os resultados das discussões efetuadas no seio do grupo de trabalho da energia eólica que refletem as preocupações e ideias dos participantes nos grupos *core* e *alargado*.

## A situação atual da eletricidade eólica em Portugal

O aproveitamento do potencial eólico em Portugal encontra-se numa fase muito avançada havendo ainda locais para a instalação de mais capacidade eólica. Com o aproximar do fim de vida útil das atuais turbinas eólicas é exetável que os equipamentos instalados venham a ser substituídos por outros mais modernos e evoluídos, processo vulgarmente designado por *repowering*.

Em 2019, as centrais eólicas portuguesas entregaram ao sistema 13,7 TWh, equivalente a cerca de 26,7% do consumo de eletricidade do País. Em 2018 e pelo terceiro ano consecutivo, a energia eólica cobriu mais de 100% do consumo de energia elétrica durante algumas horas, sem que tenham sido reportados pelo operador do sistema quaisquer problemas técnicos, tendo-se esta tendência mantido em 2019. Pese embora o nível elevado de maturidade da tecnologia eólica no sistema elétrico português, alguns desafios ainda se colocam, como sejam a qualidade das previsões de produção eólica em diferentes contextos, a participação nos diferentes produtos MIBEL e a realização otimizada das operações de manutenção das infraestruturas dos parques eólicos.

A capacidade de micro e minigeração renovável em Portugal conta com cerca de 339 MW onde 4 MW correspondem a unidades de mini e microprodução e de produção para

autoconsumo (UPAC). A contribuição eólica representa um valor bastante reduzido quando comparado com outras renováveis, em particular a energia solar fotovoltaica, considerando-se uma contribuição necessária, em particular para o aumento da sustentabilidade energética nas cidades e meios rurais.

## A contribuição do setor eólico para a eletrificação da matriz energética

### *Nova potência*

Nos últimos anos o crescimento em Portugal da capacidade instalada de produção de eletricidade de origem eólica abrandou, devido nomeadamente a questões relacionadas com a remuneração da eletricidade produzida e o quadro legislativo, sendo expetável que os próximos passos a seguir passem pelos itens apresentados de seguida.

### *Planeamento da instalação de nova capacidade eólica*

O planeamento da instalação de capacidade eólica baseou-se no único critério de exploração de locais com maior potencial de geração de energia e conseqüente geração de receitas financeiras para os produtores. O desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas e a redução dos custos associados a esta tecnologia, tem viabilizado a exploração do recurso eólico em locais que não eram considerados economicamente sustentáveis. Esta situação veio propiciar a introdução de novos paradigmas no planeamento da nova capacidade eólica a instalar que valorizem o valor da eletricidade produzida para o sistema eletroprodutor, de forma a reduzir os requisitos de flexibilidade necessários para lidar com a variabilidade desta fonte de energia.

Para esta valorização, é crucial que para a nova capacidade a instalar sejam utilizados novos critérios que considerem a complementaridade dos perfis de geração de eletricidade de origem renovável e o perfil de procura de energia.

Dadas as características atmosféricas em Portugal, estes critérios podem ser facilmente atendidos através da instalação estratégica e geograficamente dispersa das centrais eólicas que permitem promover o efeito estatístico de alisamento da potência minimizando as flutuações severas da geração, melhorando as previsões, entre outras mais valias. Devido ao elevado potencial eólico da energia eólica *offshore* ao longo da costa portuguesa (superior a 40 GW), nomeadamente, perto dos grandes centros de consumo, esta complementaridade deve contemplar a instalação de centrais em locais *offshore*.

A complementaridade com outras fontes de energia, em particular, a energia solar fotovoltaica, representa igualmente uma oportunidade de rentabilizar as infraestruturas existentes, sendo ainda de explorar a existência de parques renováveis "mistos" (novas centrais e em procedimentos de sobre-equipamento).

## Sobre-equipamento

O sobre-equipamento foi estabelecido em Portugal com o DL 51/2010, possibilitando que centrais eólicas pudessem ter até 20% de potência instalada acima do seu limite de potência injetável. Contribuindo para o desejado aumento da capacidade eólica a instalar até 2030, existem ainda algumas questões a serem respondidas, nomeadamente no aspeto regulamentar e no que se refere ao regime remuneratório.

## Repowering

Parte substancial do parque eólico encontra-se num estado de aproximação do seu fim de vida útil (o período de vida útil de uma turbina eólica refere-se a 20-25 anos), importando pensar no futuro. A evolução da tecnologia eólica na última década motivou a substituição de turbinas eólicas por outras mais modernas, de maior capacidade geradora, tendo sido descontinuados alguns modelos de turbinas. Assim, o *repowering* necessita maior definição no quadro regulatório, em particular no que respeita a procedimentos administrativos e remuneração aplicável. Devem ser alvo de discussão com os principais atores alguns aspetos, como sejam o escoamento da eletricidade na rede elétrica, os procedimentos de licenciamento ambiental, uma avaliação cuidada ao nível técnico-económico, em particular no que respeita à decisão entre o *repowering* e o prolongamento da vida útil dos equipamentos, tendo em consideração que os custos de manutenção aumentam relativamente à idade dos equipamentos.

## Serviços de sistema

O crescimento da integração de produção eólica no sistema elétrico irá exigir maiores volumes de serviços de balanço, de controlo de tensão e potência reativa e de inércia que correspondem a serviços de sistema, essenciais para a gestão eficiente e segura do sistema elétrico. Assim, em sistemas eletroprodutores com elevada penetração de energia renovável variável no tempo, como é o caso da integração da tecnologia eólica em Portugal, é crucial que esta tecnologia assuma mais responsabilidade através do fornecimento de uma gama completa de serviços de suporte à gestão técnica da rede elétrica.

Para atingir este objetivo, é necessário promover o desenvolvimento de tecnologias/soluções que permitam transformar a energia eólica numa fonte de energia mais confiável. Para tal, devem ser tidos em conta tópicos relativos à contribuição dos conversores dos aerogeradores em providenciar serviços de sistema, *curtailment*, e incerteza na geração. Um dos temas mais debatidos prende-se com o desenvolvimento de centrais eólicas virtuais, as quais permitem agregar a geração dos parques eólicos de uma área geográfica segundo uma perspetiva de controlo centralizado. Este conceito pode ser expandido, por forma a que seja possível a agregação com outro tipo de geração (nomeadamente hídrica e/ou solar fotovoltaica) e/ou capacidade de armazenamento (nomeadamente por bombagem hídrica e/ou eletroquímico) ou até mesmo alguma gestão ativa da procura, funcionamento esta entidade como uma central equivalente “convencional” com capacidade para apresentar propostas aos mercados de energia e serviços de sistema, otimizando o sistema como um todo.

## Monitorização e gestão de ativos

A monitorização em tempo real dos parques eólicos, assim como dos parques solares fotovoltaicos, é uma atividade fundamental para garantir uma gestão eficiente destes ativos e para otimizar a sua contribuição para a estabilidade e gestão do sistema elétrico. É suportada por uma rede de comunicações, que interliga o centro de controlo com cada parque eólico e por um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) que permite visualizar o estado dos ativos em tempo real e enviar comandos, quer às turbinas eólicas, quer às infraestruturas elétricas a que estão ligadas.

Estando os parques eólicos localizados, em geral, em locais remotos, a principal dificuldade na operacionalização da monitorização dos ativos está relacionada com os custos e a fiabilidade das redes de comunicações. Este aspeto, juntamente com o facto de os ativos estarem dispersos por várias localizações tornam relevantes e particulares as questões relacionadas com a ciber-segurança. A arquitetura tecnológica necessária à monitorização dos parques eólicos viabiliza a recolha de um conjunto de dados operacionais que podem ser analisados a posteriori e que permitem potenciar outras atividades, como por exemplo a da manutenção preditiva (ou preventiva) / prescritiva, contribuindo para a extensão da vida útil dos ativos. No caso do eólico *onshore*, tecnologia que se pode considerar madura, o esforço de I&D / inovação deverá forçar-se na redução de custo e aumento de desempenho/ eficiência, alavancado no *Big Data* potenciado pela IoT / sensorização e usar computação avançada e inteligência artificial para extrair mais valor dos ativos eólicos.

## Regulamentação técnica e administrativa

O enquadramento jurídico nacional aplicável à produção de energia elétrica por fontes renováveis tem sofrido várias atualizações, importando, no futuro próximo, definir claramente as questões mais prementes e o que deve ser assegurado, mantido ou ajustado à realidade atual.

## Enquadramento regulatório – Ambiente e Energia

Face à realidade vivida pelo setor propõe-se reduzir a complexidade e melhorar a eficiência e celeridade dos procedimentos relacionados com o regime jurídico de avaliação de impacto ambiental dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente, nos quais se incluem as centrais eólicas para a produção de eletricidade.

## Mecanismos de remuneração

O rápido crescimento do setor eólico foi fortemente apoiado por políticas nacionais entre as quais se destaca o regime remuneratório de tarifa garantida (*feed-in-tariff*). Este tipo de regime foi usualmente aplicado para incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias, em que o investimento era mais elevado que o das formas convencionais de gerar eletricidade, e mais incerto no que diz respeito ao retorno do investimento. O uso de *feed-in tariffs* foi essencial para promover o investimento em renováveis numa fase inicial da ado-

ção destas tecnologias, assegurando que Portugal aumentasse de forma significativa a sua capacidade instalada. Este investimento providenciou vários benefícios ao país, incluindo a redução de preços nos mercados grossistas de eletricidade, a redução da dependência energética, a criação de vários postos de trabalho qualificado e o estabelecimento de um *cluster* eólico com forte capacidade exportadora.

Nos últimos anos, os custos do solar fotovoltaico e da eólica *onshore* reduziram-se de forma muito significativa, fazendo com estas tecnologias sejam hoje a forma mais competitiva de produzir eletricidade em Portugal. Não só em custos totais estas renováveis são mais baratas do que as tecnologias convencionais fósseis, como já hoje os custos nivelados de produção do solar fotovoltaico e da eólica *onshore* são inferiores aos custos marginais das tecnologias fósseis convencionais. Assim sendo, não faz sentido continuar a promover novo investimento nestas tecnologias com *feed-in tariffs*, pois elas já não precisam de subsídios devendo ser incentivada a sua participação num ambiente concorrencial de mercado.

Contudo, as renováveis enfrentam um desafio de remuneração em mercado, pois o atual enquadramento não se adequa à promoção do investimento em tecnologias cuja estrutura de custos é maioritariamente fixa, nem o desenho atual de mercado é propício à participação de tecnologias de geração variáveis no tempo. Uma das soluções para atenuar este efeito passa por mecanismos de estabilização de receitas que confirmem visibilidade a longo prazo e que remunerem adequadamente o investimento feito, com o mercado grossista a funcionar para a otimização de curto prazo da geração.

Atualmente, vários países já adotaram leilões de contratos de longo-prazo como mecanismo de promoção do investimento em tecnologias renováveis. Ao conferirem visibilidade e previsibilidade de receitas futuras, estes mecanismos proporcionam uma redução do custo de capital, que é o fator determinante para a competitividade das renováveis. Adicionalmente, os leilões permitem a definição de preços competitivos, através de processos com concorrência ex ante que beneficiam os locais com melhor recurso renovável. Esta alocação otimizada de recursos traduz-se, em última análise, numa redução de custos para os consumidores. Outra solução, que ainda carece de mais investigação, passa por definir novos desenhos de mercado que se adequem melhor às características da tecnologia eólica que apresenta limitações consideráveis na sua previsibilidade.

### *Outros desafios*

Apesar dos sistemas de geração eólica estarem hoje bem implantados em Portugal, subsistem alguns desafios acessórios que importa identificar, nomeadamente os relativos às necessidades de melhoria na previsão de potência eólica. Considera-se que um novo agente de mercado – um agente agregador – poderá dotar estas centrais (eólicas, mas também solares) de capacidade de controlo de produção que lhes confira a flexibilidade de operação e a redução do risco necessárias para a sua participação em mercado, aumentando simultaneamente os benefícios inerentes à diversidade e complementaridade de recursos renováveis e às respetivas capacidades instaladas.

No que se refere ao armazenamento ligado à geração eólica, será importante continuar esta aposta, nomeadamente ao nível da digitalização/ simulação de sistemas hidroelétricos.

cos e exploração do potencial de flexibilidade, tanto em sistemas dotados de bombagem com velocidade variável ou de bombas de velocidade fixa, não descurando os sistemas de armazenamento eletroquímico em baterias.

Quanto à capacidade da tecnologia para prestação de serviços de rede, considera-se que tanto as tecnologias eólicas e solar fotovoltaico como as baterias são capazes de providenciar de forma satisfatória um conjunto relevante de serviços de rede.

Para além da aplicação da tecnologia eólica em conversores ligados à rede, são possíveis também as suas aplicações em sistemas autónomos *offgrid*, nomeadamente em associação com outras tecnologias renováveis e com baterias de suporte. A alimentação de sistemas de dessalinização poderá assumir uma relevância significativa, em que a criação de sistemas de energia modulares otimizados de base renovável – eólica, solar e/ou híbridos – pode surgir como opção sustentável a par do aproveitamento do excedente da produção eólica convencional.

### *Cadeia de valor do setor eólico*

O desenvolvimento do setor eólico foi acompanhado por um crescimento contínuo da sua cadeia de valor, tendo-se instalado em Portugal fabricantes de turbinas eólicas. Este setor integrou os clusters industriais eólicos em desenvolvimento e começaram a ser desenvolvidos novos serviços e produtos, por empresas de serviços e institutos de I&D e inovação.

O envolvimento da indústria metalomecânica na construção de torres eólicas e de estruturas *offshore*, a existência de dois polos industriais de fabrico de grandes componentes de aerogeradores e um conjunto de empresas e instituições que se especializaram a prestar serviços neste campo são exemplos significativos do desenvolvimento deste setor.

Portugal é pioneiro na instalação do primeiro parque eólico flutuante e conduziu estudos que permitem apoiar este tipo de opções e identificar as principais barreiras e incentivos ao desenvolvimento do setor.

A recuperação dos materiais residuais resultantes da desativação dos aerogeradores associada ao fim de tempo de vida dos equipamentos eólicos constitui um desafio real, especialmente no que refere aos seguintes elementos: base de betão, torre em aço, nacelle com sistemas mecânicos e elétricos, e as pás do rotor. Não são conhecidas soluções industriais de reutilização ou reciclagem das pás, que apesar de apenas corresponderem a 2% a 3% da massa de um aerogerador, são constituídas por elementos heterogêneos constituídos por compósitos de madeira, fibra de vidro e/ou fibra de carbono, o que constitui um desafio urgente numa perspetiva de economia circular.

### *Resposta SCT e transferência de valor para o setor industrial*

O envolvimento do setor de I&D em Portugal na área da energia eólica tem sido importante na componente tecnológica – nomeadamente no design de componentes de turbinas eólicas, ensaios de materiais para a produção de microturbinas eólicas e pás de turbinas. A integração na rede elétrica, a otimização da produção de energia elétrica, a avaliação do



recurso eólico em ambientes de elevada complexidade, como o *offshore*, também tem sido objeto de investigação e desenvolvimento, com registo de várias patentes e disponibilização de várias ferramentas.

Reconhece-se ainda a necessidade de uma intervenção mais assertiva dos investigadores e técnicos envolvidos nesta área, nomeadamente no desenvolvimento de métodos e ferramentas que permitam:

- ◆ uma avaliação *cost-effective* da saúde estrutural dos componentes de um aerogerador e uma estimativa da sua vida útil remanescente;
- ◆ o aumento de fiabilidade e redução de custos em fundações e amarrações;
- ◆ o controlo de turbinas para o eólico *offshore* de águas mais profundas (incluindo a avaliação e desenvolvimento novos materiais como o betão para fundações, torres, etc.);
- ◆ a seleção de locais mais apropriados na problemática da produção descentralizada - micro e mini produção eólica;
- ◆ garantir a não injeção de energia excedentária na rede, permitindo agilizar a instalação de pequenas unidades, mas com potência mais adaptada aos consumos que pretendem satisfazer.



# Energia solar

O **Grupo de Energia Solar** do Fórum Energias Renováveis promoveu a discussão em torno de um melhor aproveitamento do recurso solar nacional, que é reconhecidamente elevado. Esta discussão envolveu a contribuição da energia solar, direta ou indiretamente, nos setores da eletricidade, do aquecimento e arrefecimento e dos transportes.

Sendo centrada na energia solar, esta abordagem não deixou de estar inserida na discussão mais ampla do papel global das Energias Renováveis no processo de descarbonização do setor energético. A discussão fez-se num grupo alargado de personalidades e especialistas ligados à energia solar, desde o lado da oferta ao lado da procura, passando pela conversão do solar em eletricidade e em calor, de uma forma distribuída ou centralizada, pelo seu armazenamento e pela sua integração em redes energéticas.

Da reflexão sobre alguns desafios atuais, destacam-se os tópicos apresentados de seguida.

## Energia solar para eletricidade

A potência energética consumida mundialmente (16 TW enquanto média anual) pode ser totalmente fornecida por cerca de 0,01% da potência solar média (174000 TW) que chega globalmente à Terra, sendo evidente a vantagem do uso direto da luz solar como fonte primária de energia na sociedade, tendo como benefícios adicionais o facto de ser uma energia limpa, distribuída por todo o mundo, e inesgotável.

Portugal é um dos países da União Europeia com maiores índices de irradiação solar, recebendo em média anual cerca de 1,8 MWh/m<sup>2</sup>. As inovações atualmente em desenvolvimento permitirão avanços pronunciados, possibilitando melhores eficiências de conversão da energia solar em eletricidade ou calor e uma mais fácil aplicação em produtos comerciais virados para o consumidor. Nesta abordagem perspectiva-se um caminho para a eletricidade solar que permita tendencialmente atingir os 100 % de eletricidade renovável em 2050 com o objetivo intermédio de 80% para 2030. Se, pelo lado da procura, o consumo de

eletricidade em Portugal nos últimos 10 anos tem sido aproximadamente constante e com um valor da ordem dos 50 TWh/ano, prevendo-se um aumento nos vários setores com os maiores consumos no período diurno, em fase com o período de maior recurso solar, pelo lado da oferta, a capacidade de produção de energia elétrica por renováveis em 2017 foi de 24,3 TWh dos quais 968 GWh corresponderam à produção solar (fotovoltaico) ou seja cerca de 2 % em relação ao consumo total de eletricidade em Portugal.

Sendo de importância fundamental o papel das renováveis na produção de eletricidade e esperando-se que a eletricidade de origem solar tenha uma contribuição muito superior à atual, torna-se importante analisar as tecnologias de produção solar de eletricidade disponíveis.

## A conversão de energia solar para eletricidade

A produção de eletricidade a partir de energia solar poderá fazer-se a partir da via da conversão direta pelos sistemas fotovoltaicos (PV na terminologia anglo saxónica) ou pela via da conversão térmica (STE - Solar Termo Elétrico ou CSP – *Concentrated Solar Power* na designação anglo saxónica).

### *A conversão fotovoltaica*

A conversão fotovoltaica é a tecnologia que mais capacidade instalou em 2017 com custo de investimento e de operação e manutenção baixo, com utilizações desde os microsistemas até aos sistemas centralizados. A sua associação com sistemas de armazenamento, torna-a eventualmente despachável, sendo promissora a sua conjugação com a produção de hidrogénio por via da eletrólise ou armazenamento em baterias eletroquímicas.

Em Portugal os fatores de capacidade dos sistemas do tipo *flat plate*, baseados na tecnologia do silício cristalino e sem seguimento do movimento aparente do Sol rondam os 18%, enquanto que a utilização de sistemas de seguimento ou de sistemas de concentração (CPV) poderá atingir valores da ordem dos 25 a 30%, embora com custos adicionais associados.

Atualmente em Portugal toda a eletricidade solar é proveniente da via fotovoltaica.

## A conversão da energia solar em eletricidade pela via térmica

A conversão da energia solar em eletricidade pela via térmica (CSP), com custo de investimento e de operação e manutenção substancialmente superior ao das instalações de fotovoltaico, pode ter associado um armazenamento térmico de algumas horas (4, 8, 16 horas) tornando-a despachável, sendo que a associação de sistemas PV com sistemas CSP, poderá permitir um sistema eletroprodutor solar totalmente despachável. De referir que a tecnologia CSP depende da componente direta da radiação solar (DNI) apresentando Portugal boas condições para a sua implementação.

## Custos das tecnologias de conversão

Os custos de instalação das duas tecnologias de conversão têm tido descidas apreciáveis nos últimos anos, especialmente o PV. Em 2017 estes custos eram para o PV de cerca de 1€/Wp e para o CSP com armazenamento térmico de cerca de 4€/Wp.

O LCOE deverá ter descidas acentuadas, com o PV a atingir o LCOE mais baixo, da ordem dos 50 €/MWh e o CSP com armazenamento de 70-80 €/MWh. O LCOE para o CPV terá um valor semelhante ao do PV. De um modo geral o custo da eletricidade solar, quer pela via PV, quer pela via CSP, está cada vez mais baixo havendo situações de mercado onde já existem PPA (*Power Purchase Agreement*) com valores substancialmente abaixo dos valores de LCOE indicados.

## Questões da rede elétrica

As questões relacionadas com o transporte e distribuição de energia são da maior importância quando se considera a produção por sistemas solares, quer seja centralizada ou distribuída, despachável ou não despachável. Aspectos como os de flexibilidade, da resposta pelo lado dos consumidores, da integração dos *prosumers*, de armazenamento, sendo comuns à problemática da geração de energia por recursos renováveis, são da maior relevância neste âmbito. Do mesmo modo, os assuntos relacionados com a digitalização, a localização das instalações produtoras e sua relação com o recurso e com o consumo, estabilidade da rede, mercado, incluindo nomeadamente situações de *curtailment* serão de considerar nesta situação de transição energética.

## Regulamentos de redes

Para a integração de elevados níveis de penetração da produção renovável, em particular, da produção fotovoltaica, será necessária uma adaptação dos atuais quadros jurídicos e regulamentares que regulam a interação dos produtores distribuídos com as redes de distribuição, especialmente ao nível dos seguintes aspetos:

- ◆ condições de ligação e acesso à rede;
- ◆ condições técnicas de operação dos produtores (frequência, tensão, potência ativa, potência reativa, suporte dinâmico de rede e controlo remoto);
- ◆ condições de controlo e de mercado.

Também os procedimentos de planeamento de licenciamento e integração na rede de nova capacidade, deverão ser ajustados para as particularidades de modularidade dos sistemas fotovoltaicos.

## Atuar do lado da procura

As abordagens de subsidiação da produção, com custos impostos ao consumidor, têm criado reações de rejeição por parte dos consumidores pagadores, levando à necessidade

de trabalhar num novo conceito em que o consumidor seja reconhecido através das suas opções relativamente às origens da energia que compra.

As tarifas de acesso podem ser um mecanismo de regulação e promoção poderoso, com a vantagem de serem independentes relativamente ao mercado de energia à regulação internacional da energia. Este mecanismo está subaproveitado, sendo estático e anual, mas poderá vir a ser desenhado de forma a ser mais inteligente e dinâmico, incentivando o consumo das renováveis nas horas em que elas trazem mais benefício para o sistema e promovendo uma resposta voluntária dos consumidores.

## Armazenamento

O valor do armazenamento de energia elétrica, no caso dos grandes sistemas de armazenamento integrados, deve ser reconhecido como um serviço de sistema, devendo ser valorizado através de tarifas dinâmicas no caso de sistemas pequena dimensão integrados na produção distribuída. Para o sistema elétrico, o armazenamento, deve ser avaliado relativamente à alternativa mais direta que é o custo da energia transacionada nas interligações. O armazenamento em grande escala, resume-se atualmente às grandes hídricas, sendo necessário planear bem as necessidades de novos aproveitamentos hidroelétricos reversíveis.

O contributo da energia solar para a eletricidade em Portugal deverá passar dos atuais 670 MW (estimativa no final de 2018) para valores da ordem de 10 GW, incluindo as instalações distribuídas e as de escala de rede. Para os níveis crescentes de produção solar e eólica é preciso avaliar a possibilidade de funcionamento fiável do sistema, em termos de estabilidade da rede, de segurança de abastecimento e de níveis de *curtailment*.

## Interligações

As interligações são um aspeto importante para garantir a segurança do sistema, em cenários de elevada penetração de renovável. Serão importantes para mitigar a necessidade de aumentar os custos com reserva, principalmente reserva terciária. O reforço das interligações abre possibilidades para transações multilaterais de reserva.

As interligações são também essenciais para reduzir a simultaneidade da variabilidade por via da agregação, seja geográfica ou por fonte energética. Neste aspeto o incremento da capacidade de interligação é importante, mas para o caso particular do fotovoltaico, a interligação Espanha-França é a mais importante. Já a interligação Portugal-Marrocos, sendo a produção de Marrocos essencialmente solar, poderá não trazer vantagens e contribuir para a simultaneidade do congestionamento da rede nacional.

## Produção distribuída e produção centralizada

Na perspetiva do sistema e do consumidor existem vantagens significativas, na produção fotovoltaica distribuída (considere-se distribuída como integrada ou próxima do consumo) relativamente à produção fotovoltaica centralizada.

A produção centralizada tem um sobrecusto aproximado de 30% para o sistema relativamente aos custos de investimento dos promotores nas suas centrais; pelo contrário, para a produção distribuída o sobrecusto é aproximadamente nulo. Assim, a produção distribuída, em particular na modalidade de autoconsumo, deverá ser prioritária relativamente à produção centralizada. O modelo de autoconsumo em Portugal é aceitável, mas existem ainda algumas barreiras que poderiam ser ultrapassadas.

Em termos de produção distribuída o mercado residencial tem sido dominante, fundamentalmente em regime de autoconsumo (*prosumers*), mas nos setores, seja a nível comercial com as aplicações em grandes superfícies e em *retail parks* seja a nível industrial com grandes em naves, é previsível um grande desenvolvimento da atividade de autoconsumo. Têm particular interesse os *prosumers* coletivos (condomínios e redes fechadas) pois permitem uma melhor adequação da produção ao consumo, minimizando a energia a fluir na rede de distribuição. Uma das aplicações em grande crescimento da tecnologia fotovoltaica é também nos edifícios nomeadamente com o *Building Integration of Photovoltaics* (BIPV), para tornar os edifícios não só 100% autónomos energeticamente (denominados NZEB) mas também fontes distribuídas de eletricidade para a rede nacional.

### *Fotovoltaico de baixa potência para eletrónica de consumo portátil*

Um aspeto, por vezes ignorado no setor eletroprodutor, é a utilização, cada vez maior, de eletrónica de consumo e o papel que as renováveis e nomeadamente o fotovoltaico poderão ter neste domínio.

### *Panorama atual do mercado de eletrónica de consumo em Portugal*

O atual nível de confiança dos consumidores portugueses, que tem vindo a crescer desde 2017, manifesta-se diretamente na "propensão para a compra", levando principalmente ao crescimento de vendas em praticamente todas as áreas dos produtos tecnológicos (i.e. eletrónica e telecomunicações).

### *Vantagens da tecnologia comercial fotovoltaica de filme fino*

As células solares de filme fino, baseadas por exemplo em silício ou compostos quaternários, são já produzidas industrialmente em larga escala e oferecem vantagens relativamente às células solares "espessas" crescidas em bolacha de silício. Essas vantagens situam-se, nomeadamente, em termos da elevada capacidade de produção e curto tempo de retorno do investimento, menor custo por Watt da energia fornecida e menor quantidade de emissões nocivas para o ambiente na fabricação e na possível integração em substratos baratos (ex: vidro, telhas) e até flexíveis (ex: plástico, papel), com redução dos custos de instalação, para além de uma maior facilidade na reciclagem dos materiais utilizados.

## Potencialidades de investimento em dispositivos eletrónicos alimentados por células solares

Existe um vasto mercado por explorar em Portugal nesta área que pode originar imensas oportunidades para a criação de PME, essencialmente devido às baixas barreiras financeiras de entrada e amplas opções de exploração de negócio. A este nível podem-se identificar dois contributos essenciais para a economia nacional: criação de emprego e atração de jovens qualificados imigrantes.

## Novos modelos de mercado

O atual modelo de mercado grossista MIBEL, não é adequado para cenários com elevados níveis de penetração renovável, dado ser um mercado marginalista onde as ofertas de renováveis tendem a ser feitas com valores baixos ou mesmo nulos. Como resultado, a elevada penetração de renováveis tende a forçar os preços de equilíbrio para valores irrealistas, inferiores ao custo de produção. Uma possível solução seria limitar os preços de mercado, em que o mínimo seria igual ou superior ao valor estimado do menor custo nivelado de produção e o valor máximo seria igual ou inferior ao máximo proveito admissível.

A realização de PPA direto entre produtores e consumidores, garantirá que o preço para produtores e consumidores seja o contratualizado, mesmo que o processo obrigue a passar pelo mercado. Os leilões de renováveis acabam por ser uma espécie de PPA entre os produtores e todo o conjunto de consumidores, garantindo uma estabilidade de preço a longo prazo, que se reflete na regulação das tarifas de acesso às redes. Os leilões serão uma boa solução de estabilidade e confiança para produtores e consumidores.

Os novos modelos de mercado do tipo *Peer to Peer* (P2P), poderão ocupar um espaço importante, permitindo a venda automática de excesso ou injeção, com um processo automatizado, baseado apenas em algumas regras de contratualização predefinidas pelos produtores e consumidores.

No âmbito dos mercados de Certificados Verdes e de Garantias de Origem existem também grandes oportunidades de reformulação, com grande vantagem para a promoção de valor complementar para as renováveis.

## Solar térmico

A contribuição neste setor é fundamentalmente proveniente da biomassa e do solar térmico. O solar térmico (ST) é constituído por sistemas distribuídos para aquecimento de águas sanitárias com cerca de 80% nos edifícios residenciais enquanto edifícios no setor de serviços - turismo, edifícios públicos, pavilhões gimnodesportivos - absorvem os 20% restantes.

Uma conclusão na área de solar térmico é a necessidade de que seja retomada a atividade de Observatório do Solar Térmico, que foi introduzida com a iniciativa pública "Água Quente Solar para Portugal" em 2003 e que deixou de existir a partir de 2016.

Apesar da existência de incentivos que já foram praticados, como os incentivos fiscais no IRS



para a instalação de sistemas de energia renováveis, e relativos ao prazo de amortização de investimentos, o solar térmico necessita claramente de maior incentivo para ser viável face às alternativas de aquecimento mais poluentes.

No setor industrial, tanto em termos nacionais como mundiais, existe uma elevada percentagem de consumo de energia térmica, mas reduzida utilização de solar térmico, sendo importante estudar os diferentes consumos de energia térmica por setor industrial e por níveis de temperatura para melhor avaliar o seu potencial de utilização, em que o principal obstáculo à adoção destes sistemas não é técnico mas relativo à amortização do investimento. Também o setor agrícola apresenta elevado potencial para a energia solar térmica, nomeadamente na secagem solar, no aquecimento de estufas e no aquecimento de naves agrícolas e de produção animal.

## Formas de dinamizar o solar térmico

Reconhece-se a importância da adoção de instrumentos de monitorização contínua do mercado da energia solar, assente na valorização dos sucessos do passado e potenciadora do desenvolvimento de novas iniciativas de apoio ao setor, às instituições e aos decisores políticos. O modelo de monitorização poderá ser concretizado através da operacionalização do Secretariado Técnico para a Energia Solar, promovido através da estreita colaboração das instituições que desenvolveram a iniciativa pública Água Quente Solar para Portugal, AQSpP-IP, mas que seja também inclusivo da contribuição da indústria e das outras instituições de reconhecida competência. Este secretariado deverá assegurar a monitorização do mercado de aquecimento, analisando a qualidade e a eficiência dos sistemas, os hábitos dos utilizadores e a prestação dos diferentes profissionais que integram a sua extensa cadeia de fornecedores, de forma a garantir melhor suporte e aconselhamento ao potencial investidor e conseguir maior penetração desta tecnologia no mercado de aquecimento, contribuindo para as metas de redução das emissões de gases de efeito estufa. Procurando otimizar o investimento já realizado, propõe-se que o portal AQSpP, instrumento público repositório de informação não comercial e relevante sobre o setor, seja utilizado como plataforma de lançamento desta nova iniciativa.

Assim, seria importante promover o apoio não só ao PNEC, na vertente energia solar térmica, como ainda ao Sistema de Certificação de Edifícios, aos programas de apoio e na identificação de eventuais melhorias a introduzir para a reabilitação das IPSS, ADUP e Municípios. Apoiar o consumidor e manter informado o investidor, oferecer a possibilidade de reclamação a investidores e utilizadores de sistemas técnicos, e recolher, tratar e divulgar dados, consistem ainda em atividades de relevo na dinamização do solar térmico em Portugal.

## O solar no setor dos transportes

O setor dos transportes contribui para cerca de um quarto das emissões europeias de gases de efeito de estufa, com forte contributo dos transportes rodoviários. Neste contexto, o uso de veículos elétricos tem sido apontado como uma estratégia para a transição para a sustentabilidade. A problemática associada à autonomia energética é alvo de desenvol-

vimentos a diversos níveis, como sejam o fornecimento de eletricidade, que dificilmente poderá ser suportado somente através das centrais elétricas da rede nacional. Uma forma mais limpa, segura e sustentável para esta transição será através do uso de dispositivos fotovoltaicos capazes de gerar eficazmente eletricidade a partir da radiação solar, com a oferta de desenvolvimento de módulos solares altamente flexíveis e leves, a baixo custo, que poderão ser diretamente adaptados para revestir as coberturas de veículos ou instalados localmente perto dos respetivos pontos de carregamento.

## Formação, qualificação e classificação dos profissionais

A extinção em 2010 do Certificado de Aptidão Profissional, CAP Solar, conduziu à situação de falta de profissionais com esse certificado e tem contribuído para a degradação precoce do parque instalado e alguma desacreditação da tecnologia. Muitos instaladores reclamam a instituição de alguma forma de *rating* que permita distinguir os profissionais do setor, mostrando ser necessária a existência de um sistema de classificação de profissionais, que inclua as componentes de formação e desempenho. Reconhecem-se como necessárias e indispensáveis a existência de ações de divulgação e inspeção das instalações por forma a garantir a qualidade das mesmas e, assim, alcançar a confiança dos consumidores/cidadãos.

# Energias renováveis e integração no sistema energético

O **Grupo de Energias Renováveis e Integração no Sistema Energético** identificou um conjunto de tópicos de discussão e compilou diferentes visões dos vários atores (indústria, academia, consumidores) num exercício de reflexão para pensar o futuro da energia do país. Estes tópicos incidiram maioritariamente no setor elétrico, por ser aquele onde a integração renovável assume, atualmente, maior relevância, e se assistir, na Europa, a uma tendência de eletrificação das economias. Foram ainda abordados outros vetores energéticos (e.g., hidrogénio, gás), na medida em que possam proporcionar flexibilidade ao setor elétrico, regularizar a produção das fontes variáveis no tempo, facilitar o armazenamento de energia em diferentes escalas temporais e ainda contribuir para a maximização da participação renovável no sistema energético nacional.

Da reflexão sobre alguns desafios atuais, destacam-se os tópicos que se apresentam de seguida.

## Descarbonização e sistemas energéticos

A resposta a este desafio será verdadeiramente transformacional da forma como se encaram alguns dos aspetos mais determinantes da vida em sociedade, em particular no que diz respeito aos padrões de produção e de consumo de eletricidade, à relação com a produção e utilização de energia elétrica, à forma como se pensam as cidades e os espaços de habitação, trabalho e lazer e ainda quanto à deslocação e necessidades de mobilidade.

No cenário de produção de eletricidade efetuado com recurso a fontes de energia endógenas renováveis, será necessário equacionar um novo modelo de desenvolvimento e exploração para as redes de transporte e de distribuição de energia, perspetivando-se a curto prazo um desenvolvimento muito significativo na atualização, na capacidade e modo de funcionamento dessas redes, incluindo o armazenamento, a resposta à produção descentralizada de eletricidade, a digitalização e as interligações com outros sistemas.

## Modelação e cenarização no planeamento de sistemas energéticos: o caso do sistema elétrico

O planeamento de sistemas energéticos é feito, em geral, recorrendo a modelos do sistema energético sobre o qual são testados diferentes cenários de evolução, e tem sido realizado em Portugal por instituições públicas, grandes empresas da área de energia e pela academia, onde existem grupos que realizam trabalhos regulares de planeamento e publicam artigos científicos.

Apesar da utilização de diferentes ferramentas, cenários e hipóteses, os resultados recentes do RNC2050 e do PNEC 2030 e de outras simulações do sistema energético nacional apontam, para tendências comuns de:

- ◆ aumento do consumo de eletricidade por via da eletrificação de parte da mobilidade, indústria, etc.;
- ◆ aumento da capacidade de geração eólica e solar em 2 a 10 GW e 4 a 12 GW, respetivamente;
- ◆ necessidade de medidas de gestão de consumo, como complemento ao armazenamento de energia.

Contudo, no que respeita ao setor elétrico, foram ainda identificadas necessidades de novo conhecimento relativamente a:

- ◆ impacto da mobilidade partilhada e adoção de modos de mobilidade suaves;
- ◆ complementaridade dos recursos renováveis;
- ◆ necessidades de ramping na produção de eletricidade e de reservas operacionais para sistemas em torno de 100% renováveis.

## A gestão “inteligente” da produção renovável

### *A complementaridade dos recursos renováveis*

Para a descarbonização dos sistemas eletroprodutores (SE) considera-se, em grande medida, o contributo das tecnologias eólica e solar fotovoltaica que devido à natureza variável do seu recurso primário são consideradas centrais não despacháveis. Reconhece-se a ligação dos respetivos perfis diários típicos de produção às condições climáticas e localização geográfica e ainda a existência de uma correlação negativa entre ambos.

Sabendo-se que o perfil de consumo de eletricidade apresenta uma correlação negativa com a produção de energia eólica *onshore* mas positivo com a eletricidade de origem solar fotovoltaica no período diurno, pode considerar-se que esta se apresenta como uma tecnologia preponderante para apenas suprir o consumo de eletricidade durante alguns períodos diurnos, especialmente quando integrada em larga escala.

A falta de correlação espaciotemporal da geração de origem eólica e solar fotovoltaica poderá ser usada para a introdução de mais capacidade VRE (*Variable Renewable Energies*) no sistema eletroprodutor, com benefícios adicionais resultantes da promoção da complementaridade destas duas fontes de energia, como sejam a intensificação do efeito estatístico de alisamento da produção e a melhoria na previsão agregada destas fontes de energia. Por outro lado, a sinergia diária entre a hidroeletricidade e as restantes VRE é fulcral para a segurança de abastecimento e robustez do sistema, bem como para a otimização do seu desempenho económico.

As sinergias entre a eletricidade de origem renovável em diferentes escalas de tempo e sazonalidades associadas, a adoção de critérios como a complementaridade e a procura de eletricidade são consideradas passos cruciais na implementação de nova capacidade VRE no planeamento de um “sistema de energia quase 100% seguro e sustentável”, ao invés da exploração de locais que maximizam a geração de eletricidade.

### *Agregadores e centrais renováveis virtuais*

Reconhece-se a necessária transformação na forma como os sistemas elétricos são planeados e operados. A gestão agregada de várias fontes de energia renováveis distribuídas em conjunto com sistemas de armazenamento - numa configuração por vezes denominada central renovável virtual (CRV) e a sua integração em redes ativas, darão um contributo essencial para uma operação economicamente otimizada dos sistemas elétricos tendencialmente 100% renováveis.

O recurso a agregadores de produção de energia elétrica renovável distribuída e a centrais virtuais operadas em articulação ótima com unidades de armazenamento de energia, para além da consideração da componente consumo, constituirá uma parte essencial do desenvolvimento e operação holística dos sistemas elétricos, reforçando a sua integridade e aumentando a sua robustez e segurança de abastecimento.

### **Estabilidade e robustez de um sistema elétrico ~100% renovável**

O sistema elétrico do futuro será caracterizado por uma progressiva substituição da geração fóssil, que utiliza as máquinas síncronas convencionais, por produção que explora recursos energéticos renováveis e que utilizarão, maioritariamente, conversores eletrónicos. Estes terão que apresentar características do tipo *grid-forming*, para apoiar a gestão global do sistema e contribuir para a sua robustez de exploração. No horizonte temporal 2020-30 será ainda expectável o recurso a ferramentas de apoio à gestão operacional da rede que permitam avaliar a robustez da exploração em tempo real para listas de perturbações críticas.

### **Medidas de flexibilização do setor elétrico**

Constituindo a geração VRE eólica e solar as tecnologias renováveis dominantes nos sistemas elétricos, a gestão da variabilidade temporal dos recursos e das flutuações desta

geração renovável, com a máxima eficiência técnica e económica, será o maior desafio na operação destes sistemas a par da problemática associada ao armazenamento de energia.

### *Armazenamento de energia*

O armazenamento de energia, para ajustar a disponibilidade do recurso renovável endógeno à procura de eletricidade, será um dos pontos críticos a ultrapassar na transição energética. Este é unanimemente aceite como uma das ferramentas cruciais numa nova lógica que urge construir para manter a estabilidade das diferentes redes elétricas nas diferentes escalas temporais. No entanto, as necessidades de armazenamento não poderão ser satisfeitas eficientemente por um único tipo de tecnologia de armazenamento sendo de esperar que diferentes tecnologias compitam e se venham a afirmar nos vários segmentos de mercado.

### *Hidrogénio e Power-to-X*

As tecnologias do hidrogénio podem vir a ser utilizadas como um vetor energético preferencial e como uma forma de armazenar energia elétrica renovável para escalas temporais alargadas. Por outro lado, as soluções baseadas no hidrogénio não se restringem ao armazenamento de eletricidade, dado poderem ser utilizadas para integrar a eletricidade excedente proveniente de fontes renováveis. As possíveis vias de integração podem ser assim categorizadas:

- ◆ eletricidade-para-eletricidade (*Power-to-Power*);
- ◆ eletricidade-para-gás (*Power-to-Gas*);
- ◆ eletricidade-para-combustível (*Power-to-Fuel*);
- ◆ eletricidade-para-matéria-prima (*Power-to-Feedstock*).

A identificação de oportunidades concretas de investimento de curto prazo, baseadas em princípios económicos sólidos e casos de negócio robustos, constituem um desafio atual, devendo a política energética nacional contemplar a importância estratégica do hidrogénio.

### *A contribuição da gestão da procura de energia*

A gestão da procura de energia tem sido uma das formas de garantir uma gestão eficiente dos sistemas de energia elétrica, nas suas diversas vertentes: medição, controlo, interface e *feedback*.

Para além da dimensão tecnológica, a gestão da procura tem ainda a dimensão comportamental. A conjugação dos recursos sofisticados nos dois níveis da rede e da utilização final, corresponderá à concretização do conceito de rede inteligente, em que o potencial da gestão da flexibilidade da procura será muito elevado.

## Água e energia: a dessalinização e a geração renovável

Água e energia são dois dos tópicos fulcrais e interligados nas agendas atuais, pelas complementaridades de respostas que podem fornecer à sociedade, nomeadamente as associadas à geração de água para consumo a partir da operação de sistemas ~100% renováveis. Neste âmbito, a dessalinização poderá surgir como uma resposta não só às necessidades de água em situações de escassez, como funcionar como um sistema armazenador de energia, face a excessos de produção do recurso renovável, com algum efeito de sumidouro de excessos e flexibilidade da rede elétrica com elevada penetração renovável.

## A integração dos sistemas energéticos

Para lá da gestão da variabilidade à escala diária, a variabilidade em escalas temporais mais alargadas, reclama uma “integração de sistemas energéticos” que pode assentar nomeadamente na ligação entre redes elétricas e de calor, na eletrificação do aquecimento de espaços dotada de armazenamento térmico ou na ligação entre o setor elétrico e outros setores.

## Modernização, otimização e planeamento das redes elétricas

Portugal tem alcançado um excelente desempenho ao facultar condições de não desligação da produção renovável VRE, num procedimento usualmente designado por *curtailment*, quando comparado com outros países.

Atualmente é reconhecido que a interligação das redes elétricas representa um pilar fundamental para lidar com sistemas tendencialmente 100% renovável.

No que respeita à modernização das redes elétricas, a rápida disseminação das centrais renováveis distribuídas foi acompanhada pelo progresso verificado na área das tecnologias de informação e comunicação. A digitalização do setor energético tem impulsionado fortemente a evolução das redes elétricas - inicialmente passivas e dimensionadas apenas para atender às potências nominais (quer de geração, quer de consumo) bem como facultar um serviço energético a um conjunto de consumidores, também ele passivo - para um novo paradigma de redes elétricas ativas (ou inteligentes), que exigem total observabilidade da produção renovável distribuída em todos os níveis de tensão da rede.

É vital que o planeamento da rede elétrica seja feito tomando em consideração o desenvolvimento a médio/longo prazo e a localização do futuro parque gerador renovável, bem como a otimização desses investimentos associada a uma cuidada análise custo-benefício.

Contexto legislativo e regulatório de sistemas elétricos ~100% renováveis.

Em termos de transição energética, a aposta passará por colocar a eficiência energética em primeiro plano, uma maior eletrificação da sociedade, com produção elétrica 100% renovável e a afirmação de novos vetores energéticos descarbonizados.

Face aos desenvolvimentos em termos dos quadros legislativos, o maior realce será dado às consequências da descarbonização, da descentralização e da digitalização do setor energético. Com o estabelecimento de um Roteiro para a Neutralidade Carbónica para 2050 e em Planos Nacionais Energia e Clima para 2030, o papel do legislador e da regulação será o de antecipar a remoção de barreiras e a criação de condições equilibradas para o necessário desenvolvimento.

## Novos modelos de negócios para a descarbonização do sistema energético

O desenvolvimento e disseminação das tecnologias renováveis, essencialmente a partir de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos ancorou-se, na necessidade de oferecer incentivos financeiros ao investimento e ao desempenho das centrais renováveis. Estes consistiram numa retribuição pela geração renovável que assegurasse a recuperação do investimento, garantindo uma previsibilidade de risco para os investidores e diminuindo os custos de financiamento. Em Portugal prevê-se que em 2023 uma parte significativa da geração eólica passe dessa situação para regime de mercado.

Dadas as características das centrais renováveis, é possível aquando da instalação de uma central renovável prever o custo da produção de eletricidade ao longo do seu período de vida útil. Estas características permitem estabelecer um valor praticamente constante para a eletricidade produzida, o que permite estabelecer contratos de compra/venda de eletricidade (os PPA - *Power Purchase Agreement*) de prazos razoáveis com diminuição de risco para o investidor/financiador. Beneficiário desta situação é imediatamente o consumidor que terá um abaixamento de preço na fatura elétrica, considerando que a atribuição desta forma de remuneração se faz através de processos competitivos e não através de uma tarifa fixada administrativamente.

## Consulta aos *stakeholders*

Os tópicos abordados tiveram o contributo de um grupo alargado representativo do setor, dando origem assim a um documento baseado, não só no conhecimento científico do setor mas, e em igual medida, na experiência das empresas, associações e entidades da administração pública central e local que integraram diferentes experiências e visões, desafios ao desenvolvimento/implementação para além das repetidas propostas de medidas e outras sugestões.







# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

## Biocombustíveis

Francisco Gírio  
Paula Marques  
Rafal Lukasik

**Coordenador do Fórum:** Hélder Gonçalves (LNEG) - helder.goncalves@lneg.pt

**Coordenador do Grupo de Trabalho (GT):** Francisco Gírio (LNEG) - francisco.girio@lneg.pt

**Relatora do GT:** Paula Marques (LNEG) - paula.marques@lneg.pt

**Relator do GT:** Rafal Lukasik (LNEG) - rafal.lukasik@lneg.pt

**Relatora do Fórum:** Justina Catarino (LNEG) - justina.catarino@lneg.pt

**Core Group:**

Ana Daam (APA)

Ana Perez (APA)

Carlos Zorrinho (PARLAMENTO EUROPEU)

Francisco Gírio (LNEG)

Gonçalo Barradas (PETROGAL)

João Paulo Domingues (BIOVEGETAL)

Madalena Alves (U. MINHO)

Nuno Afonso Moreira (BIODOUROGÁS)

Paulo Preto dos Santos (APPB-Ass. Port. Prod. Biomassa)

Rui Marmota (REN)

Suzana Ferreira-Dias (ISA/UL)

**Grupo alargado:**

Alexandre Gaspar (RAIZ/NAVIGATOR)

Anabela Antunes (PRIO)

Ângela Nunes (SECIL)

Carla Espírito Santos (GALP)

Carlos Amaral Netto (FLORECHA)

Carlos Pascoal Neto (RAIZ/NAVIGATOR)

Cláudia Simões (LUIS SIMÕES)

Cristina Campos (GALP)

Fernando Monteiro (ECOTORO Energia)

Francisco Goes (CELPA)

Gonçalo Caeiro (GALP)

Isabel Cabrita (DGEG)

Jorge Cunha (INESC-TEC)

José Alberto Oliveira (APETRO)

José Teixeira (U. MINHO)

Manuel Vasconcelos (PETROGAL)

Margarida Mateus (SECIL)

Marina Reis (SOVENA)

Nuno Ferreira (RNAE)

Patrick Bárcia (SYSADVANCE)

Paulo Martins (DGEG)

Paulo Praça (RESÍDUOS DO NORDESTE)

Rogério Pinheiro (APTTA)

# BIOCOMBUSTÍVEIS

Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020



# BIOCOMBUSTÍVEIS

## Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

### Índice

1. Sumário executivo	51
2. O Setor da Eletricidade e Calor a partir da Biomassa	53
3. O Setor dos Transportes e as emissões de GEE	56
4. Papel dos Biocombustíveis Avançados integrando uma política de descarbonização do setor dos transportes	57
4.1 Combustíveis gasosos – Hidrogénio, biometano e biogás, incluindo os <i>electrofuels</i>	58
4.2 Combustíveis líquidos	64
4.2.1 Bioetanol (e outros álcoois) – substitutos de gasolina	64
4.2.2 Biodiesel e HVO – substitutos de gasóleo	66
4.2.3 Bioquerosene (aviação)	67
4.3 Combustíveis fósseis reciclados	69
5. Roteiro Nacional para os Biocombustíveis Avançados no âmbito do PNEC 2030 e RNC2050	70
Glossário	72
Anexo	76





# BIOCOMBUSTÍVEIS

## Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

### 1. Sumário executivo

O setor energético europeu (e global) encontra-se num processo de profunda transformação, tornando-se fundamental que ocorram mudanças que influenciem os produtores, os operadores e reguladores de energia, bem como os próprios consumidores, pois são esses que interagem no mercado energético.

No que respeita ao setor da eletricidade e calor, a futura Diretiva RED II vem alterar o paradigma da utilização da biomassa neste setor, através da introdução de critérios de sustentabilidade com reduções mínimas obrigatórias de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e ainda estabelecer critérios de eficiência energética.

No que respeita ao setor dos transportes, o alargamento da introdução de renováveis a todas as formas de transportes (aviação, marítimo, ferroviário e rodoviário de curta e longa distância), entre 2021-2030, o reforço da eficiência energética e a forte necessidade de redução de emissões de GEE, são fulcrais para atingir as metas nacionais das renováveis nos transportes, representando as principais alterações estruturais na política europeia de descarbonização nesse setor. Necessário acrescentar que a Biomassa é potencialmente a única fonte de energia renovável que permite obter valores de emissões negativas de GEE, considerando todo o ciclo de vida e incluindo a captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>.

Este documento visa analisar a relevância da biomassa para CHP e em particular, do uso da biomassa para biocombustíveis que contribuem para se atingir a neutralidade carbónica em 2050, neste período atual de transição energética no setor transportador. Foram abordadas/discutidas no Fórum Energias Renováveis em Portugal, entre outras possíveis, as seguintes subáreas temáticas:

1. Os novos critérios ambientais para o uso da biomassa para eletricidade na UE (RED II);
2. As tecnologias de produção de biocombustíveis, atuais e emergentes, e o seu respetivo potencial de descarbonização;
3. A relevância ou não do desenvolvimento de novas infraestruturas para distribuição de combustíveis renováveis, alternativas às existentes (biometano, hidrogénio, etanol);
4. A identificação das medidas necessárias para a Biomassa no período 2020-2030.

O recentemente divulgado PNEC 2030 e o RNC2050, sendo cenarizações, não serão objeto de análise direta, mas as conclusões do Fórum Nacional, tiveram igualmente por objetivo contribuir para a discussão pública daqueles instrumentos de política pública, apontando trajetórias custo-eficiência de diferentes tecnologias e identificando medidas necessárias para o horizonte 2030.

No caso específico deste Tema "Biocombustíveis", pretende-se que este documento de conclusões das discussões ocorridas no grupo de trabalho constitua recomendações para a futura transposição da Diretiva RED II nesta área temática, incluindo na sua estrutura contribuições relevantes fornecidas por peritos nacionais convidados pelo LNEG e que constituíram o Grupo Core (GC) e o Grupo Alargado (GA). Ambos os grupos foram constituídos por representantes de diversos grupos de intervenção da nossa Sociedade como Indústria, Academia, Representantes Políticos, e Entidades da Administração Pública Local e Central (ver ANEXO pag. 76).

## 2. O setor da eletricidade e calor a partir da biomassa

Durante a década 2021-2030, os biocombustíveis sólidos para eletricidade e/ou calor e arrefecimento, nos termos da RED II, têm que cumprir igualmente critérios de sustentabilidade, nomeadamente atingirem reduções mínimas de GEE de 70% (para instalações que entrem em funcionamento após 01.01.2021) e 80% (após 01.01.2026). Para serem elegíveis para as metas nacionais de introdução de energias renováveis, as novas instalações com uma potência térmica nominal superior a 50 MW de biomassa devem possuir sistemas de produção combinada de eletricidade e calor e/ou arrefecimento (cogeração ou trigeração), embora algumas exceções de encontrem previstas na Diretiva RED II.

- i) As instalações de pequena-escala, ou seja, instalações dedicadas de produção de eletricidade com uma potência térmica nominal inferior a 50 MW de biomassa;
- ii) As instalações de média-escala, entre 50-100 MW, desde que a produção ocorra por aplicação de tecnologias de cogeração de elevada eficiência, ou para instalações dedicadas para eletricidade desde que respeitem os níveis de eficiência energética associados às BAT (Melhores técnicas disponíveis);
- iii) As instalações dedicadas de grande escala, com uma potência térmica nominal acima de 100 MW de biomassa, desde que em cogeração de elevada eficiência alcançando um rendimento elétrico líquido mínimo de 36%;
- iv) Ou que a eletricidade seja produzida com captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> proveniente da biomassa.

Tendo em conta o efeito que as regras da RED II terão sobre o mercado da biomassa sólida para eletricidade e calor em Portugal, o Fórum concluiu que a biomassa para fins de produção de eletricidade dedicada não faz sentido ser promovida, porque estas centrais de eletricidade dedicadas nunca atingirão os valores de redução mínima de GEE necessários num setor que necessita urgentemente de descarbonizar.

As alternativas às centrais elétricas dedicadas a biomassa poderão ser:

- i) Centrais de energia térmica de pequena escala (ex., em agregados urbanos de baixa densidade populacional, mas com capacidade para soluções viáveis de *district heating*; junto de indústrias consumidoras de calor);
- ii) Utilização da tecnologia de gasificação da biomassa para produção de biometano, com captura do CO<sub>2</sub>;
- iii) Utilização da tecnologia de pirólise ou de liquefação hidrotérmica para produção de bio-óleos, que através de reações de desoxigenação com hidrogénio produzido por gasificação da biomassa ou por eletrólise da água, permitirão produzir combustíveis avançados com reduções de emissões de GEE próximo dos 100%.

### **Alternativas mais sustentáveis para uso da biomassa florestal para bioenergia**

No primeiro caso, dá-se como exemplo a substituição por biomassa das atuais 900 caldeiras industriais (a GN ou fuelóleo) com uma potência média de 5 MWt o que significa 4500 MWt de energia renovável substituta de energia fóssil no setor da indústria. Além disso, a utilização de biomassa para produção de vapor industrial atinge com facilidade 90% de eficiência energética e tem investimentos economicamente comportáveis num mercado aberto.

No segundo caso, a aposta nacional na descarbonização da rede de GN, faz todo o sentido que se promova soluções de produção de biometano, quer a partir de resíduos orgânicos quer a partir de resíduos de origem lenhocelulósica. Contudo, sempre que economicamente viável, estes sistemas devem estar acoplados a sistemas de captura e utilização do CO<sub>2</sub> o que tornará a produção de biometano positiva do ponto de vista da neutralidade carbónica (emissões negativas de CO<sub>2</sub>). Esta solução tecnológica deve contemplar a valorização integral de resíduos desta tecnologia, caso do biochar, que pode ser utilizado como fertilizante ou corretor de pH de solos agrícolas.

No terceiro caso, permitirá por exemplo descarbonizar o setor dos combustíveis de aviação, porquanto a tecnologia HEFA-SPK que converte bio-óleos em biocombustíveis de aviação é atualmente uma tecnologia já certificada pela ASTM. O desafio é a produção sustentável de bio-oleos, até aqui apenas obtidos de forma não-sustentável a partir de óleos de origem vegetal (oleos de soja, palma, etc. ou em quantidades insuficientes a partir de óleos alimentares usados. A utilização de biomassa (renovável) residual é a melhor alternativa sustentável para a produção de bio-óleos para biocombustíveis avançados. Engloba-se neste biorrecurso, as seguintes biomassas: florestais, agrícolas, orgânicas, agro-industriais e de algas (microalgas e macroalgas).

Por fim, é importante ter em consideração que a entrada no mercado destas novas alternativas tecnológicas para a utilização da biomassa, implicarão aumentos esperados do preço da biomassa residual, mas também ganhos em eficiência e produtividade nas operações de recolha, logística e abastecimento dos consumidores e a importância das questões associadas ao fluxo da biomassa (importações/exportações), o que também permitirá acelerar a criação de um novo modelo de gestão das florestas sendo que a melhor forma de penetração destas tecnologias alternativas no mercado passa pelo modelo de pequenas centrais descentralizadas criando valor localmente e mantendo a receita na região/comunidade.

### 3. O setor dos transportes e as emissões de GEE

O setor dos transportes (na UE e em Portugal) é responsável por cerca de 25% das emissões totais de gases com efeito de estufa (GEE) e ainda depende em cerca de 95% (teor energético) do petróleo.

A mobilidade elétrica, sendo uma aposta nacional e europeia, mas cujos efeitos significativos se projetam apenas no médio prazo (pós-2030) em termos de contribuição expressiva para a neutralidade carbónica no setor dos transportes, deve ser complementada com outras soluções de curto-médio prazo de redução rápida de emissões de CO<sub>2</sub> que apresentem atualmente melhor custo-eficiência e sejam passíveis de serem aplicadas a todos os modos de transporte (rodoviário – ligeiros e pesados; marítimo – barcos de recreio, médio e grande porte, ferroviário e aviação), no horizonte 2030.

Nesse âmbito, o uso de biocombustíveis avançados e outros combustíveis renováveis, são a alternativa viável e de larga escala até 2030. Para além da neutralidade carbónica da maioria destes biocombustíveis, acresce a melhoria imediata da segurança energética nacional e o potencial da rápida substituição dos combustíveis fósseis atuais no setor rodoviário, utilizando as atuais infraestruturas de distribuição de combustíveis, acelerando a transição energética e descarbonizando de forma mais rápida este setor.

Para tal desígnio, é essencial a rápida penetração no mercado de diferentes tecnologias avançadas, de natureza termoquímica ou bioquímica, para a produção de biocombustíveis gasosos, ex. biometano (gás natural sintético, GNS), bem como para biocombustíveis líquidos avançados substitutos do gasóleo e da gasolina. Também com importância para a mobilidade sustentável, são de salientar outros vetores energéticos, como é o caso do hidrogénio (H<sub>2</sub>), produzido por gasificação da biomassa ou por eletrólise da água, com utilização de energia renovável de natureza variável (VRE).

## 4. Papel dos biocombustíveis avançados integrando uma política de descarbonização do setor dos transportes

Com a entrada em vigor do Acordo de Paris, a 4 de novembro de 2016, a UE e o Mundo procuram dar uma resposta global e eficaz à necessidade urgente de travar o aumento da temperatura média global e resolver, com determinação, os desafios ligados às alterações climáticas.

De facto, a neutralidade carbónica (redução das emissões de GEE para que o balanço entre as emissões e as remoções da atmosfera seja nulo) foi definida como uma das prioridades do Governo Português, tendo o Primeiro-Ministro António Costa assumido, na Conferência das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (Marraquexe, 2016), o compromisso político de Portugal atingir a neutralidade carbónica da sua economia até 2050. Portugal vai liderar nos próximos anos a Aliança para a Descarbonização dos Transportes, cujo objetivo passa por produzir um mapa de soluções integradas que, no setor da mobilidade, ajudem a alcançar o objetivo de redução de emissões de GEE e travar o aquecimento global. A preparação e divulgação recente do PNEC 2030 e do RNC2050 fazem parte dos compromissos nacionais no âmbito do pacote “Energia Limpa para todos os Europeus”, mas também representam um forte compromisso para Portugal se posicionar na linha da frente de compromissos ambientais e sustentáveis.

## 4.1 Combustíveis gasosos – Hidrogénio, biometano e biogás, incluindo os *electrofuels*

Os combustíveis gasosos (por ex. hidrogénio<sup>1</sup> e biometano) possuem um elevado potencial para a melhoria da segurança energética nacional, contribuindo quer para a redução das importações de petróleo, carvão e gás natural, quer para alcançar a neutralidade carbónica, de acordo com o RNC-2050.

A sua produção renovável pode ser levada a cabo por distintas tecnologias integradas:

Gases renováveis de origem não biológica (RFNBO ou *electrofuels*) – As tecnologias conhecidas como *Power-to-Gas (PtG)* e *Power-to-Liquid (PtL)* utilizam água, em vez de biomassa, como fonte renovável. A produção de H<sub>2</sub> é realizada a partir da eletrólise da água, que requer elevadas quantidades de energia. Assim, a melhor forma de atingir-se um custo-eficiência adequado é utilizando o excedente de produção de energia renovável de natureza variável (ex. eólica, hídrica, fotovoltaica) em certos períodos do dia/noite.

Existem três tecnologias principais para a eletrólise da água: i) eletrólise alcalina; ii) eletrólise PEM (membrana de permuta de protões) e, iii) eletrólise de óxido de sólido. A eletrólise alcalina é atualmente a tecnologia que apresenta melhor custo-eficiência, no entanto, é previsível que antes de 2030, a eletrólise PEM possa melhorar esse custo-eficiência em processos *PtG*. A eletrólise de óxido de sólido também pode ser uma opção no futuro, especialmente se houver fontes de calor disponíveis. O H<sub>2</sub> produzido por eletrólise ao reagir com uma fonte externa de carbono (CO ou CO<sub>2</sub>) e por reação de metanação origina metano (CH<sub>4</sub>). O metano resultante, ou gás natural sintético, pode ser injetado na rede de distribuição de gás ou armazenado. Uma alternativa seria a injeção direta de H<sub>2</sub> na rede de gás. No entanto, a quantidade de H<sub>2</sub> passível de ser injetado numa rede de transporte de GN está limitada por normas e regulamentos específicos em cada País (que no caso de Portugal se prevê que possa chegar aos 10%, v/v). Este processo de produção de metano renovável não tem emissões diretas de CO<sub>2</sub> e a utilização de uma fonte externa de carbono contribui para a redução de CO<sub>2</sub> emitido por outros processos. As principais desvantagens deste processo são ainda a eficiência relativamente baixa e custos elevados.

### **Impacto dos RFNBO na meta nacional das renováveis nos transportes**

Estes combustíveis renováveis de origem não-biológica não são elegíveis para dupla contagem nos termos da RED II, mas são elegíveis para o fator multiplicador de 1,2 sobre o seu teor energético, se utilizados no transporte aéreo e marítimo, desde que atinjam um valor mínimo de redução de emissões de GEE de 70% a 01.01.2021. O Fórum foi unânime ao considerar que apenas o transporte marítimo pode beneficiar deste incentivo da RED II, que conforme mais à frente se fundamentará, muito devido às recentes restrições do uso de combustíveis contendo teores elevados de enxofre enxofre, já induz atualmente a procura crescente de gás natural. Para isso, é fundamental apostar em infraestruturas portuárias de Gás natural comprimido/liquificado, como a única forma das tecnologias *PtG* ou *PtL* terem margem de progressão.

1 - O diploma referente à Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) foi aprovado, no passado dia 21 de maio de 2020, em Conselho de Ministros e dada a natureza estratégica, a transversalidade e o impacto deste documento foi aberta uma consulta pública à sociedade, que decorre até 6 de julho.



**Biomassa-para-Hidrogénio** – Uma das tecnologias promissoras para produzir hidrogénio renovável, de forma limpa e eficiente, é através da gasificação da biomassa. Esta tecnologia não é contudo atualmente competitiva para a produção comercial de hidrogénio em face do mais baixo custo do H<sub>2</sub> obtido por *steam reforming* do gás natural (SMR), tecnologia utilizada para a produção de mais de 95% da produção atual de hidrogénio. A introdução de uma taxa para as emissões de carbono que penalize os processos de origem fóssil, em detrimento dos processos limpos a partir de fontes renováveis, permitirá a diversificação de tecnologias tais como a produção de hidrogénio por eletrólise da água e de hidrogénio por gasificação da biomassa. A produção de hidrogénio por eletrólise da água tem recebido bastante atenção por parte dos *policy-makers*, principalmente devido ao seu papel no acoplamento entre o setor da eletricidade e o setor do gás. Por outro lado, esta tecnologia de produção de H<sub>2</sub> requer grande intensidade energética, e só é viável através da utilização de eletricidade de origem renovável de muito baixo custo, enquanto a produção de hidrogénio por gasificação da biomassa, é mais insensível ao preço da energia renovável e pode atingir um custo-eficácia mais favorável, principalmente porque a eletrólise requer água desmineralizada à entrada do eletrolisador, o que é um obstáculo ao seu custo-eficiência no curto-prazo; além disso, a previsível escassez da água no futuro sugere que a médio-prazo a produção de H<sub>2</sub> por biomassa se torne mais eficaz.

Embora a gasificação, após aplicação de processos de separação comerciais, permita obter um grau de pureza de hidrogénio acima de 99,999% e sua utilização direta em células de combustível de baixa temperatura quer para sistemas estacionários de produção de energia quer para utilização na mobilidade elétrica por pilha de combustível (FCV), no curto prazo o hidrogénio renovável deve ser visto mais como vetor energético do que como biocombustível. De facto, o seu potencial de contribuir para a descarbonização da rede nacional de GN é uma alternativa a considerar, o que diversifica o uso final do hidrogénio quer no setor industrial quer no setor residencial, para além de constituir uma forma eficiente e barata de armazenar o hidrogénio produzido. Para Portugal, estes usos finais são um considerável ganho na alternativa aos combustíveis fósseis. Mas, sendo esta uma tecnologia emergente, a mesma necessita de ser demonstrada em larga escala, logo necessita de incentivos ao investimento. O recente mecanismo de financiamento europeu conhecido como *Innovation Fund*<sup>2</sup> é um instrumento importantíssimo já disponível para os investidores nacionais que desejem investir em tecnologias de baixo carbono.

Em súmula, o Fórum considerou que ambas as tecnologias de produção de hidrogénio renovável terão desenvolvimento semelhante em termos de custo-eficiência no médio-prazo (2040), embora a mais longo prazo, a produção de H<sub>2</sub> por eletrólise possa vir a ganhar vantagem decisiva devido a três fatores: redução do custo dos eletrolisadores; eletricidade 100% renovável mais barata e possível aumento do preço do GN. Em sentido contrário, foi realçado que, a crescente utilização da água como um bem escasso, apenas tornará viável esta tecnologia de produção de H<sub>2</sub> se a mesma conseguir ser custo-eficiente a partir de água não-potável (mar, rios, etc.).

2- [https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en)

**Biomassa-para-Biometano** – A alternativa ao  $H_2$  produzido por gasificação de biomassa, consiste na conversão de biomassa em biometano quer por gasificação, mas também por digestão anaeróbia de resíduos orgânicos.

No primeiro caso, a tecnologia BtG consiste na gasificação de biomassas numa mistura gasosa (*syngas*) que pode ser enriquecido em biometano, como produto final. Adicionalmente a tecnologia BtG pode ser integrada com a tecnologia PtG, o que permite ultrapassar o problema do sobrecusto do armazenamento do hidrogénio, pois com a integração destas tecnologias, o hidrogénio pode ser eficientemente convertido em biometano (com sequestração de  $CO_2$ ) e depois facilmente armazenado dentro da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN).

Acresce que a integração dos dois processos pode ser muito vantajosa pois o oxigénio produzido na eletrólise pode ser acoplado ao processo de gasificação (que consome oxigénio), enquanto o hidrogénio produzido pode ser utilizado para a metanação do biogás ou para a pilha de combustível. Contudo, é sempre necessário que o  $CO_2$  contido no *syngas*, seja separado antes da reação com o  $H_2$ .

No segundo caso, por digestão anaeróbia de biomassas residuais agropecuárias e outras de natureza orgânica, incluindo os RSU, produz-se biogás nos conhecidos digestores anaeróbios, que pode igualmente ser purificado em biometano utilizando sistemas comerciais, como por exemplo o sistema PSA (*Pressure Swing Adsorption*). Para se evitar a libertação de  $CO_2$  para a atmosfera, este pode ser capturado e por metanação catalítica ou biológica, neste último caso, através da injeção de  $H_2$  no digestor ou num reator separado. De igual modo, antes do processo de metanação será necessário submeter o biogás a processos comerciais de limpeza para remoção de  $H_2S$ . De realçar que a captura de  $CO_2$  aumenta a sustentabilidade global da tecnologia de produção de biometano. Outra vantagem desta tecnologia reside em que a corrente final de  $CO_2$  que se obtém é suficientemente concentrada para permitir o uso de tecnologias de sequestração economicamente mais viáveis, logo mais eficientes do que o aproveitamento do  $CO_2$  através da sua captura a partir da atmosfera.

Embora já existam unidades de demonstração destas tecnologias de produção de biometano (bio-GNL ou bio-GNC), o seu custo-eficiência ainda não atingiu um valor comercialmente interessante, na ausência de outras externalidades positivas, ex. imposto sobre o  $CO_2$  emitido. Em Inglaterra, em Swindon, a empresa GoGreenGas (entretanto adquirida pela Advanced Biofuels Solutions) investiu 30 M€ e recebeu um apoio europeu de 13 M€ numa unidade de gasificação de CDR's com uma capacidade nominal de conversão de 1500 ton/ano CDR em 4 MW de biometano prevista para entrar em funcionamento em 2020. Na Holanda, em Alkmaar, a empresa AMBIGO utilizando tecnologia de gasificação proprietária do ECN, a partir de biomassa, pretende dentro em breve entrar no mercado produzindo biometano para injeção na rede de GN. Para Portugal, um estudo do LNEG de 2015, é uma boa base de trabalho para avaliar o potencial da produção de biometano em Portugal<sup>3</sup>.

---

3 - Cabrita I., Silva L., Marques I.P., Di Berardino S., Gírio F., "Avaliação do Potencial e Impacto do Biometano em Portugal", LNEG, 2015, ISBN: 978-989-675-037-4

No entanto, a utilização do biometano no setor rodoviário ou marítimo, tem sido continuamente adiado por falta de legislação e de incentivos. *Per si*, o biometano poderá ter uma quota que poderia variar entre residual ou significativa dependendo da política energética do país. Tendo em conta as infraestruturas já existentes na Europa, o biometano terá mais vantagens no transporte rodoviário de longa distância. Outra alternativa eficaz, reside no uso de biometano liquefeito como solução para a descarbonização do transporte marítimo, desde que siga o mesmo percurso do GNL, que será sem dúvida e por muitos anos o futuro dos combustíveis marítimos.

De facto, o GNL de origem fóssil a curto/médio prazo parece ser a via mais adequada no transporte marítimo pela entrada em vigor, a 1 de janeiro de 2020, da legislação da Organização Marítima Internacional (IMO) que reduziu o teor máximo em enxofre admissível nos combustíveis marítimos de 3,5% para 0,5% obrigando o transporte marítimo a encontrar uma alternativa urgente ao *Marine Fuel Oil (MFO)* que possui teores de enxofre incompatíveis com a nova IMO. Claramente no imediato, a transição energética no transporte marítimo pode passar pela mistura de biocombustíveis (sem enxofre), ex. Biodiesel (até 7%), ao *MFO* sendo que no médio-prazo, o cenário mais realista é a adaptação dos navios ao uso de 100% GNL, que tem a vantagem que pode sempre ser progressivamente substituído por bio-GNL (ou seja, biometano). Quer o GNL quer o bio-GNL cumprem as especificações da legislação IMO, no que diz respeito ao enxofre e também à emissão de partículas nocivas que se formam quando ocorre a queima de combustível dos navios, será drasticamente reduzida. Novas tecnologias têm também sido anunciadas. As grandes companhias de cruzeiros, caso da Italiana Costa Cruiser lançou recentemente o navio-cruzeiro Costa Smeralda, totalmente movido a GNL, e pretende aumentar a sua frota de navios-cruzeiro movidos 100% a GNL. Outras empresas como a MSC Cruises, Aida e a americana Princess Cruises, anunciaram alternativas de navios mais "limpos". Outras empresas, como a francesa Pronat anunciou o motor híbrido que utiliza diesel e GNL. A empresa de cruzeiros norueguesa Hurtigruten, iniciou a operação de dois navios híbridos, movidos a diesel e baterias.

Convém igualmente referir, que existem outras tecnologias variantes da tecnologia BtG, nomeadamente a tecnologia BtL (gasificação seguido de reação *Fischer-Tropsch*), onde o produto final é metanol em vez de metano. Neste caso, preveem-se apenas para 2022 as primeiras unidades comerciais europeias na Holanda (*Joint Venture of Air Liquide, Nouryon, Enerkem, Port of Rotterdam and Shell*, local: Porto de Roterdão), em Espanha (Enerkem and Suez Ecoplanta Molecular Recycling Solutions; local: El Morell) e na Suécia (empresa VaermlandsMetanol AB, local: Hagfors) todas para produção de metanol como combustível líquido.

## Propostas do Grupo Temático Biocombustíveis para a transposição nacional da RED II

### 1. Transporte marítimo

No transporte marítimo, a necessidade de liquefação dos biocombustíveis gasosos (ex. biometano ou  $H_2$ ) é um encargo pesado em termos económicos para o consumidor no curto-prazo. Em contrapartida, e conhecendo-se que o atual biodiesel-FAME é perfeitamente adequado para ser misturado com o MFO, num cenário de transição energética de curto-médio prazo, que não necessita de investimentos em infraestruturas de distribuição de combustíveis nos portos marítimos, Portugal deveria considerar a atribuição de incentivos que promovam o uso de biocombustíveis líquidos ou gasosos no transporte marítimo, sem privilegiar nenhuma tecnologia em particular, mas graduando os incentivos de acordo com a maximização da redução das emissões de GEE atingidas por cada biocombustível.

No caso dos biocombustíveis líquidos, isto permitiria que a oferta atual nacional de biodiesel-FAME no setor rodoviário possa ser direcionada para o setor marítimo, em função da penetração da mobilidade elétrica no transporte urbano. Após a entrada em vigor da RED II durante o período 2021-2030 a aposta quer na mobilidade elétrica quer nos biocombustíveis líquidos avançados para o setor rodoviário, reduzirão o mercado do biodiesel-FAME com consequências económicas graves para o atual *cluster* de empresas nacionais que produzem biodiesel a partir de óleos vegetais como subproduto da sua atividade de produção de proteína para alimentação animal. No entanto, as especificações dos *Marine Distillate Fuels* de acordo com a ISO 8217-2017, indicam que a percentagem máxima atualmente aconselhável de adição de Biodiesel-FAME é de 7%, porque a presença de biodiesel em quantidades superiores pode aumentar a probabilidade de contaminação microbiana, sendo apontado como um dos problemas da sua utilização para transporte marítimo.

O Fórum foi contudo unânime, que se deve já apostar em infraestruturas portuárias de GNC/GNL, que depois podem eficazmente ser abastecidas por bio-GNC/bio-GNL (biometano), ou por tecnologias PtG. Estas tecnologias são consideradas como a única forma de descarbonização dos transportes marítimos, não se considerando como hipótese falar em eletricidade como alternativa para este setor. Contudo, num mercado tão competitivo ao nível dos custos de operação, como o marítimo, a inserção de novas tecnologias bio-GNL/bio-GNC (biometano) ou de tecnologias PtG, parece apenas viável se for em *blend* no combustível atualmente utilizado ou em *blend* com gás natural (ex. navios híbridos diesel-gás natural). Dados internacionais mostram que, em relação ao mercado do gás natural, em 1 de abril de 2018 existiam 247 navios movidos a GNL, 110 recém-construídos e com possibilidade do mercado chegar aos 500 no ano de 2020. Se o mercado de utilização deste tipo de navios se mantiver a este ritmo de crescimento durante esta década 2020-2030 e a redução de custos da tecnologia de bio-GNL/bio-GNC (biometano) o acompanhar, de forma a colmatar as necessidades, isto poderá constituir uma verdadeira transição energética neste setor transportador.

## **2. Transporte rodoviário de mercadorias de longa-distância (nacional e internacional)**

A descarbonização do transporte rodoviário de mercadorias de longa-distância pode possuir diferentes cenários de acordo com as infraestruturas de distribuição de combustíveis existentes e a criar.

Se no curto-prazo (até 2030), o custo-eficiência se encontra claramente do lado dos bio-combustíveis líquidos, no pós-2030, quer o GNC (parcialmente substituído por bio-GNC) quer o Hidrogénio (alimentado a *fuel cell* elétrica) parecem ser os vetores energéticos que emergirão como os principais à medida que forem ocorrendo restrições mais severas de emissões neste sub-setor dos transportes, que representa mais de 50% do consumo energético no segmento dos transportes. O RNC2050 prevê que em 2040 o hidrogénio assegure 1/3 da procura. Contudo, a introdução destes novos combustíveis (eletricidade, H<sub>2</sub>) dependerá do nível de investimento na criação de infraestruturas de abastecimento de base.

O Fórum Energias Renováveis 2020 também realizou uma análise comparativa das tecnologias de produção do biometano e de hidrogénio e, tendo em vista o horizonte até 2030, destacou o seguinte: o biometano está num TRL mais elevado, pelo que pela sua maturidade tecnológica, terá um papel mais relevante nesta transição energética; o biometano vai assumir um papel primordial no setor dos transportes, sendo já atualmente a melhor forma de introduzir a componente renovável nos transportes; o H<sub>2</sub> irá assumir uma importância crescente na transição energética (muito mais que o biometano) mas ainda existem desafios económicos para a sua produção e armazenagem.

Resumindo, deve apostar-se num *mix* de todos estes vetores energéticos incluindo os biocombustíveis líquidos avançados, para o transporte rodoviário de mercadorias de longa distância, à luz da neutralidade tecnológica, pelo que todas as soluções (curto, médio e longo prazo) devem ser consideradas e selecionados face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE e seu contributo real para se atingirem as metas do PNEC 2030 e do RNC2050. Para tal é essencial maximizar o aproveitamento das infraestruturas existentes. Neste sentido existem alguns estudos que sugerem a possibilidade de conversão das infraestruturas gasistas (de GN para H<sub>2</sub>). No entanto, essa solução requeria uma disrupção na infraestrutura atual da RNTGN com remoção total do GN e substituição por 100% de hidrogénio. Isto porque, no caso da mobilidade, o nível de pureza exigido nos veículos elétricos a *Fuel Cell* impedem que o mesmo seja obtido a partir de misturas GN-H<sub>2</sub>, exigindo sempre uma infraestrutura dedicada europeia de abastecimento de hidrogénio. Já no caso do bio-GNC (biometano) este tanto pode ser utilizado localmente em unidade de abastecimento autonomias (UAGs) ou em postos de abastecimento junto das linhas europeias da rede de transporte de GN.

De realçar que o atual DL 60/2017, que transpõe a Diretiva Europeia para a implementação de infraestruturas para combustíveis alternativos, (2014/94/EU), é demasiado pouco ambicioso e não permite generalizar a possibilidade de abastecimentos de combustíveis alternativos em todas as zonas do território nacional. O desenvolvimento destas

infraestruturas alternativas deverá contudo evoluir com o mercado, dependendo dos progressos tecnológicos, da viabilidade económica e da aceitação dos consumidores relativamente às várias formas de energia.

## 4.2 Combustíveis líquidos

No setor transportador, a biomassa assume atualmente um claro papel de liderança nas energias renováveis face às soluções tecnológicas existentes ou em demonstração e em particular o nível crescente de produção de biocombustíveis líquidos avançados, em consonância com a próxima Diretiva RED II (EU) 2018/2001.

A Diretiva atual ILUC (EU) 2015/1513 desincentivou na Europa o uso de matérias-primas endógenas “ricas em amido” ou sacarinas que competem com o mercado alimentar para a produção de biocombustíveis, impondo mesmo um teto máximo de 7% a todos os biocombustíveis ditos de primeira geração obtidos a partir destes materiais. A Diretiva RED II, que entrará em vigor a 1/7/2021, reforça a aposta em matérias-primas (de natureza lenhocelulósica e não-lenhocelulósica), residuais ou de baixo ILUC (caso de culturas energéticas em terrenos de nenhuma ou pouca aptidão agrícola) que, quer por conversão termoquímica ou por conversão bioquímica, se obtenham álcoois, dimetileter, hidrocarbonetos, óleos vegetais hidratados (HVO), ou outros biocombustíveis verdes substitutos dos atuais combustíveis fósseis.

### 4.2.1 Bioetanol (e outros álcoois) – substitutos de gasolina

Na aplicação de tecnologias de conversão bioquímica, para a valorização de biomassas lenhocelulósicas, a celulose e a hemicelulose são convertidas em biocombustíveis líquidos (ex. bioetanol, isobutanol, butanol). Estas tecnologias, que requerem várias etapas de processamento da biomassa, através de pré-tratamento, hidrólise enzimática e tecnologias de fermentação, estão já em níveis de TRL pré-comercial (TRL 7-8).

Embora existam ainda algumas barreiras tecnológicas, nomeadamente ao nível da intensidade energética do pré-tratamento, da intensificação do processo enzimático atendendo às limitações associadas à operação com elevadas cargas de sólidos e carga de enzimas necessária para obtenção de rendimentos de sacarificação acima dos 85% que afeta a fermentação, sendo que o rendimento final em bioetanol necessário para processos economicamente viáveis deverá atingir um valor mínimo de 90% do rendimento máximo teórico, sendo que a produtividade requerida para tornar o processo de bioconversão economicamente viável dependerá bastante do tipo de açúcares - C6 (hexoses) ou C5 (pentoses) e da sua razão C5/C6 - a serem utilizados. Apesar destas dificuldades operacionais, a tecnologia do bioetanol celulósico encontra-se claramente, em termos mundiais, em fase de demonstração à escala industrial e prevê-se ser custo-eficaz durante a década 2020-2030.

Para além da produção de etanol como biocombustível substituto principalmente da gasolina (é igualmente possível substituir totalmente o diesel no transporte rodoviário de mer-

cadorias através do ED95, uma mistura com 95% de etanol), existem outros processos de conversão de biomassas em álcoois superiores (ex. isobutanol, n-butanol), atendendo ao facto destes álcoois possuírem teores caloríficos superiores ao etanol. Todos estes álcoois possuem a grande vantagem de poderem utilizar as atuais infraestruturas de distribuição de combustíveis fósseis (com custos de investimento mínimos) e sem qualquer modificação da geração atual de motores de combustão interna dos automóveis produzidos depois do ano 2000. Os principais *players* mundiais da tecnologia de produção de Bioetanol celulósico são na Europa: Clariant, Alemanha; St1, Finlândia; Borregard, Noruega; Futurol e CIMV, França; e Biochemtex/Versalis, Itália; no Brasil: Granbio, Alagoas e Raízen, São Paulo; e na Índia: Praj. Todas estas unidades industriais, que iniciaram a sua operação entre 2012 e 2017, executam ainda ações de investigação e inovação que visam otimizar a sua tecnologia melhorando a sua *performance* e posição no mercado. Em Portugal, diversos consórcios realizam estudos para iniciar a construção de unidades pré-comerciais nesta tecnologia.

### **Propostas do Grupo Temático Biocombustíveis para a transposição nacional da RED II**

O mercado europeu e os principais países da UE (ex. FR, UK, BE, NL) tem vindo progressivamente nos últimos 3 anos a introduzir as chamadas misturas mais ricas de etanol na gasolina. Desde o E10 ao E85, sendo o E10 a principal aposta atual do mercado europeu nos veículos a gasolina ou nos veículos elétricos *plug-in* híbridos a gasolina. Várias petrolíferas que operam em Portugal, incluindo a portuguesa PETROGAL, já possuem postos de abastecimento de gasolina com 10% de etanol (E10). Uma dificuldade sentida pela indústria dos combustíveis, é que a atual legislação nacional só permite a disponibilização do E10 na gasolina sem chumbo 98. Urge alterar a lei porquanto a principal gasolina de consumo pelos portugueses é a gasolina sem chumbo 95, admitindo-se apenas que exista na lei uma proteção para aqueles consumidores que ainda possuem veículos a gasolina construídos antes do ano de 2000 e que ainda necessitam de adquirir gasolina sem etanol a baixo custo. A Comissão Europeia já encomendou um estudo ao CEN (Comité Europeu de Normalização), com o objetivo de certificar misturas ainda mais ricas dentro do espaço europeu, nomeadamente o E20. Tendo em consideração esta evolução, o Fórum das Energias Renováveis recomenda ao Governo que na, transposição da RED II, reforce a ambição na introdução de biocombustíveis avançados com uma submeta de 6%, em vez do valor mínimo de 3,5% como está previsto na RED II. Esta ação contribuirá para a meta geral de penetração das energias renováveis nos transportes de 20%, a atingir em 2030 (PNEC 2030). De forma a garantir a disponibilidade do etanol no mercado nacional, Portugal deverá promover a instalação de biorrefinarias de bioetanol avançado, a partir de resíduos florestais e agrícolas e outros bio recursos residuais. Este caminho, não só permitirá a redução da dependência nacional de importação de combustíveis fósseis, como contribuirá para o desenvolvimento da bioeconomia numa perspetiva de sustentabilidade e impacto social, fomentando a utilização de resíduos florestais e agrícolas para bioetanol e deixando a



produção de energia elétrica limpa por via de outras fontes energia renováveis, como seja a eólica, a hídrica, a solar, etc., com consequente desincentivo das centrais elétricas dedicadas a biomassa florestal.

Na RED II, a implementação da dupla contagem é uma decisão do Estado-Membro no que diz respeito aos biocombustíveis produzidos a partir do Anexo IX (Parte A e B). O Fórum também concluiu que Portugal deverá manter a dupla contagem no período 2021-2030 para os biocombustíveis avançados para que não fiquem em desvantagem em relação à eletricidade, que possui um fator multiplicador de 4.

## 4.2.2 Biodiesel e HVO – substitutos de gasóleo

A produção de biodiesel é realizada à escala industrial através de uma reação de (trans) esterificação, na qual os glicéridos e/ou os ácidos gordos livres presentes numa dada matéria-prima são convertidos, na presença de um álcool e de um catalisador, em ésteres. O processo comercial mais utilizado para a produção de biodiesel, denominado FAME, a partir de matérias-primas oleaginosas consiste numa catálise básica, com hidróxido ou metilato de sódio, em presença de metanol. Nestes processos, o rendimento em biodiesel ronda os 85-90%. A Diretiva ILUC (2015) apostou na substituição de óleos vegetais alimentares por matérias-primas residuais tais como os óleos alimentares usados (OAU) e as gorduras animais. A valorização de biorresíduos através da conversão dos óleos/gorduras neles contidos por transformação num produto energético (biodiesel) será uma alternativa sustentável de redução/eliminação dos mesmos. No entanto, a Diretiva RED II que entrará em vigor em 2021, pretende limitar a utilização destas matérias residuais a 1,7%, o que significa que existe uma margem mínima de crescimento no aproveitamento destas matérias residuais. A razão subjacente a este teto, é a atual distorção do mercado de OAU introduzido pela Diretiva ILUC. Exemplificando, Portugal recolhe cerca de 15000 ton de OAU do seu canal HORECA mas utiliza 190000 ton de OAU para biodiesel. A diferença reside na importação de OAU de 37 países!

Também já no mercado, existe um outro biocombustível substituto do diesel conhecido como óleo vegetal hidrotratado (HVO). O HVO ou gasóleo verde possui propriedades químicas idênticas ao diesel, mas foi obtido na sua totalidade a partir de óleos vegetais usados ou em coprocessamento (misturado com petróleo) em ambiente de refinaria. O HVO, ao contrário do diesel, não emite NOx. Na Europa, os principais *players* de produção deste tipo de biocombustíveis substitutos do diesel são a petrolífera finlandesa NESTE OIL (tecnologia *NexBTL*), com três unidades produtoras de HVO, a ENI em Porto Marghera que reconverteu a sua refinaria de petróleo numa biorrefinaria dedicada à produção de HVO a partir de óleos vegetais virgens e óleos alimentares usados, e também a finlandesa UPM, em Lappeenranta, com uma mega fábrica produtora de diesel verde, a partir de resíduos (*tall oil*) da indústria de pasta de papel a operar desde 2015.



### **Análise do atual *cluster* industrial de produtores de biodiesel em Portugal**

O Fórum analisou em primeiro lugar o futuro do atual *cluster* de empresas de biodiesel em Portugal, considerando que ele depende de vários fatores, nomeadamente: i) permitir maior utilização de matérias-primas residuais (Parte B do Anexo IX); ii) limitar a incorporação do atual biodiesel mas não eliminar até 2030, e iii) considerar a valorização dos óleos de oleaginosas, pois é um coproduto da produção de proteína vegetal para alimentação humana e animal. E considerou que o atual *cluster* de biodiesel tem um papel indireto relevante em toda a cadeia do setor alimentar, pois possibilita a existência de uma fileira de indústrias extratoras de óleo que gera emprego e Valor Acrescentado Bruto (VAB), evita a importação de 300 kton de bagaços proteicos (Portugal é deficitário) e permite a existência de uma fileira agrícola que vale já mais de 20000 ha em girassol e colza, que não existia em Portugal. Apesar destas considerações, o Fórum considerou que é absolutamente necessário às atuais unidades produtoras de biodiesel-FAME que diversifiquem nas suas matérias-primas, privilegiando tudo o que não compete com o mercado alimentar e realizem ações de inovação em processos e novos produtos, por exemplo a integração das suas unidades industriais com unidades de produção de bio-óleos sustentáveis utilizando tecnologias de conversão bioquímica por fermentação com leveduras oleaginosas), liquefação hidrotérmica de algas ou pirólise de resíduos orgânicos de baixa humidade.

### **4.2.3 Bioquerosene (aviação)**

O setor dos combustíveis para aviação é um bom exemplo de que a transição energética não passa pela mobilidade elétrica, mas sim pelos biocombustíveis líquidos. A aviação necessita no curto-médio prazo, opções efetivas de neutralidade carbónica, sendo que os atuais biocombustíveis existentes no mercado rodoviário (etanol e biodiesel) não cumprem os requisitos técnicos para substituírem o *jet-A1* fóssil de aviação), devido ao valor da viscosidade a baixas temperaturas bem como outras especificações não-conformes em termos de densidade energética. A ICAO prevê que em 2050 o setor da aviação contribuirá com 2700 Mton CO<sub>2</sub>. Por esta razão, a procura de alternativas renováveis é uma das principais preocupações da indústria de aviação.

A questão principal no desenvolvimento de biocombustíveis para aviação é a redução do nível de oxigénio elementar presente na biomassa, o que se consegue usualmente pela utilização de hidrogénio, com o objetivo de aumentar a razão H/C (ou a razão Heff/C) no biocombustível. Isso pode ocorrer, através do uso da tecnologia de hidroprocessamento, já conhecida da indústria petroquímica.

Todos os tipos e componentes da biomassa podem ser utilizados como matéria-prima (polissacáridos, lenhina, lípidos), com maior ou menor eficiência, em função de quanto longe a razão Heff/C está dos valores de interesse, sendo que esta é sempre mais baixa para os açúcares (Heff/C = 0) do que por exemplo, para os lípidos ou outros substratos como os bio-óleos (Heff/C ~ 1,8).

As principais vias para a produção de biocombustíveis de aviação, já certificada pela ASTM, são as seguintes:

- ◆ Processos oleoquímicos tais como o hidroprocessamento de lípidos (de oleaginosas, algas ou gorduras animais), ou a pirólise de biomassa para produção de bio-óleos e posterior hidroprocessamento e hidrocraqueamento em biocombustível de aviação. Estes processos designam-se genericamente por tecnologia HEFA.
- ◆ Processos bioquímicos tais como a conversão de açúcares lenhocelulósicos em etanol, álcoois de cadeia longa ou hidrocarbonetos. Estes processos designam-se genericamente por tecnologia *Alcohol to Jet (ATJ)*.
- ◆ Processos híbridos termoquímicos/bioquímicos, e.g. a fermentação de biogás ou o *aqueous phase reforming*. Estes processos designam-se genericamente por tecnologia APR.

A transição para biocombustíveis, no setor da aviação, deve ter em consideração que três quartos da aviação mundial são voos até 1600 km pelo que as alternativas tecnológicas devem focar-se neste segmento, numa 1ª fase. Os atuais biocombustíveis líquidos apenas podem ser misturados diretamente com o *jet A1* fóssil até uma percentagem da ordem dos 50%, porquanto não preenchem todos os requisitos das normas ASTM (ex. % exigível de hidrocarbonetos aromáticos). Novos biocombustíveis *drop-in* que possam substituir diretamente o *jet A1*-fóssil encontram-se, por enquanto ao nível de desenvolvimento laboratorial, e não existe certificação para os mesmos.

### **Propostas do Grupo Temático Biocombustíveis para a transposição nacional da RED II**

O Fórum das Energias Renováveis 2020 considerou que o setor da aviação está sujeito a forte concorrência internacional, qualquer criação de uma submeta obrigatória para a aviação, aquando da transposição da RED II, é inviável à luz dessa concorrência. No entanto, a exemplo do que Espanha irá fazer, devem existir objetivos de substituição dos combustíveis fósseis por biocombustíveis na aviação, baseados em incentivos quantificáveis para todos os operadores que mais contribuam para as metas de neutralidade carbónica. Esses incentivos devem ser nacionais e mais ambiciosos do que a simples aplicação do multiplicador de 1,2, previsto na RED II, que o Fórum considera insuficiente para promover a descarbonização do setor da aviação.

### 4.3 Combustíveis fósseis reciclados

A utilização de resíduos de origem fóssil, ex. plásticos não recicláveis, pneus usados, etc., bem como do CO<sub>2</sub> não-biogénico emitido por indústrias de origem fóssil, através de processos termoquímicos, catalíticos ou biológicos originam novos combustíveis, denominados por combustíveis de baixo carbono ou combustíveis reciclados.

A principal dificuldade de avaliação do potencial de sustentabilidade destes combustíveis reside na ausência de qualquer metodologia prevista na RED II que permitam quantificar, de forma comparativa, a poupança de emissões de GEE para estes combustíveis. No entanto, a Comissão Europeia irá, até 01.01.2021, através de ato delegado, propor uma metodologia uniforme de cálculo das emissões de GEE para estes combustíveis, bem como estipular qual o valor mínimo de poupança de emissões que estes combustíveis devem atingir para serem elegíveis para a meta mínima dos 14% de renováveis nos transportes em 2030, mas a decisão final de os incluir, ou não, nesta meta dos transportes, cabe a cada Estado-Membro. Em qualquer dos casos, estes combustíveis não poderão ser objeto de incentivo através de dupla contagem.

#### **Propostas do Grupo Temático Biocombustíveis para a transposição nacional da RED II**

O Fórum considerou que a inclusão destes combustíveis como elegíveis para a meta nacional dos 20% nos transportes (PNEC 2030) possui aspetos positivos, pois tudo o que leve à reutilização energética e evite a deposição em aterro deste tipo de resíduos deve ser promovida e incentivado. Além disso, é uma forma da sua valorização energética e, sobretudo, para promover a sua eliminação, diminuindo espaço/volume ocupado em aterro, custos de operação em aterro e custos associados à taxa de gestão de resíduos. Acresce que, em Portugal existe já *know-how* suficiente para a reconversão de CDR's, o que também será vantajoso em termos estratégicos para o País. Em sentido negativo, o Fórum também considerou que uma correta análise das implicações da utilização dos biocombustíveis fósseis reciclados, nas emissões de GEE, deve ser levada a cabo antes da sua promoção, embora os estudos científicos conhecidos apontem para que, numa análise de ciclo de vida completo, estes contribuem claramente para a redução das emissões de GE. Este aspeto é deveras importante, tendo em conta que até agora, os CDR's têm estado apenas associados a questões económicas e não ambientais.

## 5. Roteiro nacional para os biocombustíveis avançados no âmbito do PNEC 2030 e RNC2050

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) pretende apoiar o compromisso de atingir a neutralidade carbónica da Economia Portuguesa até 2050 através de um conjunto de ações tais como o desenho de cenários macroeconómicos, assentes em narrativas comuns, o desenvolvimento de trajetórias alternativas para todos os setores, que permitam a redução total das emissões de GEE e a análise do impacto das medidas de promoção da economia circular, com efeito na descarbonização da economia (RNC2050 – Consulta Pública. Vol1).

No que respeita ao setor dos transportes, este sofrerá alterações profundas nas próximas duas décadas, no sentido da sua descarbonização profunda. Nomeadamente espera-se que os combustíveis fósseis tradicionais sejam progressivamente substituídos por eletricidade, biocombustíveis e hidrogénio, para que de acordo com a cenarização do RNC2050 se caminhe para uma situação de neutralidade carbónica até 2050 (RNC2050 – Consulta Pública. Vol1).

### Conclusões Finais do Grupo Temático Biocombustíveis

O Fórum considerou que no que diz respeito à evolução da mobilidade elétrica, esta apenas será efetiva para a descarbonização quando a adição de nova capacidade de energia elétrica de fonte renovável e correspondente produção, exceder o acréscimo de consumo de eletricidade para a mobilidade. Caso contrário, esse consumo far-se-á com eletricidade de origem fóssil, com as correspondentes emissões associadas e sem um contributo positivo para a redução de emissões de CO<sub>2</sub>. Adicionalmente, reconhece-se que o investimento na criação de infraestruturas de produção, armazenamento e abastecimento, demora tempo, o que faz com que a importância da mobilidade elétrica para a efetiva descarbonização do setor transportador se torne apenas significativa no período pós-2030/2035. Por outro lado, mesmo no médio-longo prazo, não deverá ter grande penetração no transporte rodoviário de longa distância, devido a limitações de peso/espço e autonomia, assim como também não se antevê a sua contribuição para os meios marítimo e aéreo. Pelo contrário, será no setor rodoviário ligeiro de passageiros e mesmo no setor de mercadorias de distribuição urbana que a sua penetração se antevê de forma mais clara até 2030.

O Fórum também analisou a atual opção “baterias”, no setor dos transportes, que pode ser encarada como uma solução, mas impõe a proliferação de pontos de carregamento, o que irá gerar uma pressão e necessidade de investimento na Rede Elétrica Nacional (REN), que certamente terá repercussão sobre o valor das tarifas a suportar pelo consumidor. Para mitigar esta situação, a médio-prazo (pós-2030) as pilhas de combustível poderão coexistir e complementar as baterias, na mobilidade elétrica. Essa hipótese será viável, desde que custos de produção e armazenamento de H<sub>2</sub> se reduzam. Considerando que as pilhas de combustível na mobilidade poderão utilizar tanto hidrogénio como etanol como fonte de combustível para produzir eletricidade, a redução das emissões de GEE, sustentabilidade ambiental, impacto social e a respetiva análise custo-eficácia deverão ditar as soluções mais apropriadas.

Numa perspetiva de utilização de **biocombustíveis avançados** no período de transição energética (2020-2050), o Fórum considerou que deve ser igualmente um objetivo prioritário até 2030 dar início a uma transição do uso de biocombustíveis convencionais para biocombustíveis avançados, que permitem reduções substanciais das emissões de gases com efeito de estufa e numa perspetiva de ciclo de vida completo (*well-to-wheel*) permitem atingir a **neutralidade carbónica total**. Para isso, é necessário que exista um quadro legislativo claro que promova a produção destes biocombustíveis e mais importante ainda, que proteja os investidores que tencionam investir em biorrefinarias para biocombustíveis avançados.

Por fim, para que estes objetivos sejam alcançados, é **necessário adaptar a RED II à realidade nacional**, para que nenhum setor da cadeia de valor (indústria) ou os consumidores sejam prejudicados. Para tal, todos os *stakeholders* do setor deverão ter um papel essencial na transposição da diretiva RED II e as medidas de promoção da descarbonização da indústria a serem incentivadas deverão respeitar o princípio da neutralidade tecnológica apoiando de forma igualitária todas as tecnologias e discriminando-as apenas na sua menor contribuição para redução dos GEE, numa análise de ciclo de vida completo.

# Glossário

## **Biocombustíveis avançados e biocombustíveis**

Combustíveis biomássicos - combustíveis gasosos e sólidos produzidos a partir de biomassa;

Biocombustíveis - combustíveis líquidos para transportes, produzidos a partir de biomassa;

Biocombustíveis avançados - Biocombustíveis produzidos a partir das matérias-primas enumeradas na parte A do anexo IX da Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro.

Biolíquidos - combustíveis líquidos para fins energéticos, com exceção dos destinados aos transportes, incluindo eletricidade, aquecimento e arrefecimento, produzidos a partir de biomassa.

## **Biocombustíveis líquidos ou gasosos para transportes**

Combustíveis derivados de biomassa usados em motores convencionais no setor dos transportes, em substituição dos combustíveis fósseis.

## **Biomassa lenhocelulósica**

Biomassa cujos principais constituintes são celulose, hemicelulose e lignina. Exemplos: biomassa e resíduos florestais, resíduos agroindustriais, culturas energéticas, etc.

### **Bio-óleo**

Óleo bruto obtido por pirólise de biomassa. Deve ser refinado/melhorado antes de poder ser usado como combustível.

### **Biorefinaria**

Unidade industrial que integra equipamentos e processos de conversão sustentável de biomassa em produtos de valor comercial (produtos alimentares, produtos químicos, matérias primas e combustíveis) ou energia (combustíveis, eletricidade e calor).

### **Butanol**

Álcool (com quatro carbonos) que pode ser misturado com gasolina.

### **CDR**

Combustível derivado de resíduos.

### **CHP**

Produção combinada de calor e eletricidade.

### **Combustível BtL**

Combustível líquido obtido por gasificação de biomassa que produz um gás de síntese posteriormente convertido em líquido.

BtL – Biomassa em Líquido.

### **Combustível tipo gasolina**

Combustível que pode substituir a gasolina de origem fóssil em motores convencionais.

### **Conversão bioquímica**

Conversão tecnológica baseada em processos enzimáticos ou microbiológicos.

### **Conversão química**

Conversão tecnológica baseada em reações químicas, exceto oxidação.

### **Conversão termoquímica**

Conversão tecnológica baseada em processos térmicos com utilização de calor e eventualmente de pressão.

### **Diretiva RED II (EU) 2018/2001**

Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

DME-dimetil eter - Combustível gasoso obtido por síntese química a partir de gás de gasificação (ou gás de síntese). Se o gás de síntese for obtido a partir de biomassa poderá também designar-se por Bio-DME.

**Etanol**

Álcool (com 2 carbonos) que pode ser misturado com gasolina.

**FCV**

Pilha de combustível.

**GEE**

Gases com Efeito de Estufa.

**GN**

Gás Natural.

**GNC**

Gás Natural Comprimido.

**GNL**

Gás Natural Liquefeito.

**GNS**

Gás Natural Sintético.

**HEFA (tecnologia certificada pela ASTM)**

*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids* (ésteres hidroprocessados e ácidos gordos.

Hidrocarbonetos tipo diesel.

Hidrocarbonetos que podem ser usados para substituir combustíveis fósseis tipo diesel em motores convencionais.

**HVO**

Combustível líquido obtido por hidrogenação de óleos vegetais ou gorduras animais e com características semelhantes aos combustíveis derivados do petróleo.

**ILUC**

*Indirect Land Use Change* – alteração indireta do uso dos solos.

**IMO (IMO2020)**

IMO - Organização Marítima Internacional – A IMO2020 está em vigor desde 1 de janeiro de 2020. Determina que a emissão de dióxido de enxofre, por navios, deve ser reduzida de 3,5% para 0,5%.

**PNEC 2030**

Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030.



**Processo *Fischer-Tropsch***

Conversão de uma mistura de monóxido de carbono e hidrogénio, em hidrocarbonetos líquidos.

**RNTGN**

Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.

**RNC2050**

Roteiro para a Neutralidade Carbónica - 2050.

**RNFBO**

*Renewable Fuels of Non-Biological Origin* (Combustíveis Renováveis de Origem Não-Biológica).

**RSU**

Resíduos Sólidos Urbanos.

**SMR**

H<sub>2</sub> obtido por *Steam Reforming* do gás natural.

## Anexo

(Neste anexo apresentam-se todas as contribuições dos elementos do Grupo de Biocombustíveis, em resposta a 26 Questões colocadas pelo Coordenador do Grupo)

### O Setor da Eletricidade e Calor a partir da Biomassa

#### **Q1: Qual o efeito que a nova RED II terá sobre o mercado de biomassa para eletricidade em Portugal?**

##### Ecotoro Energia: Fernando Monteiro

- ◆ De uma forma resumida, pode-se dizer que há 3 enormes grupos de consumidores de energia: os consumidores de energia elétrica (indústrias, domésticos e serviços), os transportes, e os consumidores de energia térmica (indústrias e domésticos).
- ◆ Do lado da produção renovável, o Sol, o vento e as barragens produzem eletricidade. O Sol produz ainda energia térmica para fins domésticos. As oleaginosas produzem combustíveis líquidos. A biomassa sólida, principalmente com origem florestal e com origem na indústria de produção de azeite, pode ser utilizada para a produção de eletricidade e produção de energia térmica.

- ◆ Raramente se vê referências à energia térmica consumida pela indústria, e acho que nunca vi nenhuma referência à gigantesca fatia que a indústria ocupa no consumo de energia térmica em Portugal e na emissão de gases com efeito estufa com origem fóssil. As caldeiras a vapor, instaladas sobretudo em indústrias têxteis e agroalimentares, são responsáveis pelo consumo diário de muitos milhões de m<sup>3</sup> de gás natural em Portugal, são responsáveis por muitas toneladas de dióxido de carbono emitido diariamente, e são responsáveis por muitos milhões de Euros que anualmente saem de Portugal.
- ◆ Não estarei muito errado se afirmar que existem em Portugal cerca de 900 caldeiras industriais para produção de vapor industrial, com uma potência média de 5 MW térmicos, o que significa de uma forma muito "redonda" 4500 MW térmicos instalados! É muita potência instalada. Estes números poderão e deverão ser seguramente aferidos na DGEE onde as caldeiras estarão registadas ou no Ministério do Ambiente onde as chaminés e controle de emissões estarão também registados. À beira destes 4500 MW térmicos industriais, as cerca de 400 piscinas municipais existentes em Portugal, com uma potência térmica de 0,5 MW térmico/piscina, traduzem-se nuns insignificantes 200 MW térmicos, ainda que talvez superiores aos da potência das recentes centrais elétricas a biomassa.
- ◆ Uma vez que para a produção de eletricidade renovável podemos contar com o vento, o Sol e as barragens, a biomassa sólida não deve ser consumida na produção de eletricidade, mas sim utilizada na produção de vapor e água quente para a indústria agroalimentar e têxtil.
- ◆ Pois convém não esquecer que, enquanto a produção de eletricidade por biomassa (ou mesmo por gás natural ou carvão) tem uma eficiência energética muito reduzida, obriga a gigantescos investimentos de retorno duvidoso e compromete o Estado com rendas financeiras de elevado valor, a utilização de biomassa para produção de vapor industrial atinge com facilidade 90% de eficiência energética e tem investimentos economicamente comportáveis num mercado aberto.
- ◆ Assim, não entendo o racional da utilização de biomassa para a produção de eletricidade, muito menos em instalações dedicadas, independentemente de serem de 1 MW elétrico ou de 50 MW elétrico.
- ◆ A substituição do gás natural por biomassa em caldeiras de produção de vapor industrial tem um impacto positivamente tremendo na redução da emissão de gases de efeito estufa e na redução de saída de divisas de Portugal. Esta substituição e consequente impacto positivo são possíveis no curto prazo e assim o respetivo impacto na redução de GEE pode ser contabilizado muito mais cedo. Não esquecer que o aquecimento global já chegou e que é perigoso perder mais uma década, tal como se perderam os anos de 2008-2018 a promover unidades de produção de *pellets* que se vieram a verificar não serem compatíveis e adequadas para a valorização de biomassas residuais florestais.
- ◆ Os projetos e execução de soluções de produção de vapor e/ou água quente industriais através de biomassa sólida são muito mais simples e rápidos que os projetos e

execução de soluções que utilizam a biomassa para a produção de energia elétrica, dedicada ou em CHP.

- ◆ Esta simplicidade traduz-se conseqüentemente no respetivo custo: uma solução para vapor ou água quente custará, com o respetivo silo de grande capacidade e alimentação automática, e incluindo queimador com tecnologia de grelha móvel, cerca de 200000 Euros/MW térmico de potência instalada, enquanto uma solução que inclua a produção de eletricidade custará cerca de 2000000 Euros/MW elétrico de potência instalada.

### APTTA: Rogério Pinheiro

Consideramos que a nova RED II irá ter um efeito relevante no mercado da biomassa para a produção de eletricidade.

Portugal tem sido confrontado nas últimas décadas com um êxodo populacional das áreas rurais/florestais.

Esta circunstância tem sido responsável entre outras evoluções nefastas, por um abandono de atividade agropecuária, com reflexo direto na segurança da floresta contra o risco de incêndio, resultante da acumulação de biomassa *in situ* que incrementa o risco não tanto da eclosão de fogos florestais, mas sim a sua rápida propagação, que cria uma discrepância entre a velocidade de evolução dos incêndios e a capacidade de intervenção de quem tem a responsabilidade de os combater e extinguir.

A possibilidade de aproveitar/utilizar essa biomassa disponível para a produção de eletricidade representa uma perspetiva favorável para o desenvolvimento do mercado da biomassa para a produção de eletricidade.

### IPPortalegre: Paulo Brito

É provável que venha a diminuir este mercado crescendo o mercado de biomassa para gás com base em tecnologias de gasificação.

### Florecha: Carlos Amaral Neto

Pelo lado da sustentabilidade, as centrais de biomassa em Portugal não têm raios de abastecimento elevados, pelo que não deverá ser um problema conseguir alcançar os critérios de redução de GEE. Contudo, esta perceção pode ser comprovada com um estudo técnico que associe os preços atuais de mercado ao raio de abastecimento máximo possível e as respetivas emissões.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Espera-se que em resultado da aplicação da Diretiva RED II o mercado de biomassa para a produção de eletricidade em Portugal tenha um estímulo e um crescimento significativo no sentido de cumprimento das metas nacionais e europeias de utilização de energias renováveis.

## RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

A biomassa é um recurso renovável, de renovação não imediata e regional. Pela sua possibilidade de armazenamento, é também uma FER não intermitente e que pode contribuir para a estabilização das redes elétrica. Por estes motivos, deverá privilegiar-se a sua utilização em novas instalações de eficiências globais superiores a 70%. A produção dedicada de energia elétrica, ainda que respeitando as BAT, dificilmente garante eficiências superiores a 40%.

O Decreto-Lei 64/2017 de 12 de Junho, prevê construção de novas centrais dedicadas de energia elétrica num total de 60 MWe e no Plano Nacional de Promoção das Biorrefinarias propõe-se a instalação de 3 biorrefinarias cada uma consumo estimado em mais 100000 ton de biomassa residual florestal.

No total o aumento previsto no âmbito destas duas iniciativas, resultará num aumento de consumo estimado em 1,6 milhões de toneladas de biomassa residual florestal. Assim atualmente já se prevê alguma pressão sobre o mercado da biomassa, cujo ajuste a este aumento de consumo levará por um lado a aumento de preço e por outro lado a ganhos de eficiência e produtividade das operações de recolha, logística e abastecimento aos centros consumidores.

A nova RED II ao impor o cumprimento de critérios de sustentabilidade vêm precisamente endereçar esta preocupação de uso da biomassa para instalações de elevada eficiência, próximas dos pontos de maior disponibilidade. É também importante que um dos critérios a considerar seja a tipologia de biomassa para estas centrais, de modo a evitar que por exemplos os toros de madeira que atualmente são a matéria primas das indústrias de seração, mobiliário, painéis&aglomerados e pasta&papel que geram alto valor acrescentado não sejam consumidos na geração de energia térmica e elétrica.

## RNAE: Nuno Ferreira

A nova RED II permitirá um maior impulso na valorização energética da biomassa, através da produção combinada de eletricidade e calor. Em Portugal, anualmente 20%-40% do acréscimo de floresta, é disponível para biomassa. Com esta nova Diretiva seria possível criar-se um modelo para a gestão das florestas assente em três premissas:

- ◆ Limpeza e prevenção (através de comunidades de municípios), criando dinâmica na gestão das florestas e limpeza dos matos;
- ◆ Manter Biomassa *in situ* (entrega em Local centralizado de biomassa florestal residual, para transformação *in situ* da madeira em estilha certificada;
- ◆ Micro Cogeração de pequena escala (100 - 500 kWt / 45 – 200 kWe) - A Cogeração a Biomassa com recurso a Caldeira de biomassa para produzir Calor & Eletricidade pode ser feita com tecnologia de:
  - Gaseificação de estilha de madeira de modo a produzir syngas.
  - Combustão do syngas em motor, acoplado com alternador elétrico.

Isto permitirá que um modelo assente em pequenas centrais desta natureza pode sustentar economicamente várias comunidades, criando valor localmente e mantendo a receita na região/comunidade. São menores, menos exigentes em termos de biomassa e mais adaptadas à lógica descentralizada, próxima dos pontos de recolha.

## **Q2: É previsível que entre 2021-2030, novas centrais elétricas a biomassa florestal acima de 50 MW de biomassa (potência térmica nominal) surjam em Portugal?**

### Ecotoro Energia: Fernando Monteiro

- ◆ Na minha resposta a Q1 fundamentei os motivos pelos quais não entendo o racional de produção de energia elétrica por biomassa, seja em instalações de 1 MW ou de 50 MW.
- ◆ Há no entanto que considerar ainda o custo da logística da biomassa: é claramente mais fácil abastecer 10 consumidores de biomassa com 5MW/consumidor, do que abastecer 1 consumidor de 50MW. E isto independentemente de serem MW elétricos ou MW térmicos. O custo do transporte da biomassa é elevado e deixa de ter racional económico a partir de aproximadamente 75km: uma central de 50MW tem que ir buscar biomassa a grandes distâncias.
- ◆ Uma vez que as caldeiras de produção de vapor industrial já referidas, estão espalhadas praticamente por todo o território, será muito mais racional aproveitar estes pontos de consumo de energia térmica para valorizar a biomassa.
- ◆ Não está no âmbito deste inquérito detalhar as diferenças e especificidades dos diversos tipos de biomassas sólidas Portuguesas, mas fica esta nota de alerta.

### APTTA: Rogério Pinheiro

Relativamente a esta questão, lamentamos não sermos dotados de opinião técnico-científica suficiente para tecer opinião sustentada.

Contudo consideramos que instalações dedicadas de produção de eletricidade com uma potência térmica nominal superior a 50 MW de biomassa vão exigir quantidades consideráveis de biomassa disponível.

Nessa circunstância e no cumprimento de níveis de custo-eficiência aceitáveis, preconizamos um modelo de pré-concentração de biomassa em sistema geograficamente concêntrico em torno de centrais elétricas regionais. Consideramos que o desenvolvimento de pré-concentradores móveis, que criem condições de redução da relação peso-volume da biomassa, reduzindo assim os custos de transporte até uma central final de produção de biomassa, pode viabilizar o objetivo em análise.

## IPP Portalegre: Paulo Brito

Estou convencido que a estratégia deve ser pela descentralização de centrais de biomassa de menor potência.

## Florecha: Carlos Amaral Neto

É possível a instalação de centrais elétricas com mais de 50 MW de biomassa (*thermal rate input*) mas os fatores que determinam a rentabilidade desses projetos possam restringir o seu desenvolvimento. Cremos que a tecnologia de produção de eletricidade a partir de biomassa não é competitiva com outros tipos de produção de eletricidade renovável e o aumento de capacidade de consumo de biomassa em usos alternativos (produção de calor/frio, biorefinarias, etc.) irá colocar pressão adicional sobre as disponibilidades de biomassa. O aumento da procura deverá provocar o aumento do preço da biomassa, tornando estes projetos menos competitivos.

## Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Existindo uma política ambiental e energética no sentido de aumentar a utilização de energias renováveis acreditamos que o mercado vai funcionar e que as empresas do setor vão apresentar os seus projetos de investimento independentemente da potência térmica nominal a instalar.

## RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Está atualmente a The Navigator Company tem em construção a nova caldeira de biomassa na Figueira da Foz com uma potência térmica de 128 MW, prevista para entrada em operação em 2020. O vapor produzido será integrado na central de cogeração renovável da Fábrica de Pasta da Figueira, que para além da produção de energia elétrica abastece as necessidades de energia térmica dos processos de produção de pasta e de papel. Esta cogeração renovável foi auditada em 2012, tendo sido classificada como cogeração de elevada eficiência de 79,2% e poupança de energia primária de 22%.

Esta nova caldeira permitirá parar as turbinas de gás natural da cogeração associada à Fábrica de Papel e conseqüentemente reduzir as emissões anuais de CO<sub>2</sub> do complexo industrial em cerca 240000 ton de CO<sub>2</sub>, aproximadamente 82%. Outra das iniciativas em análise é a construção de uma nova central de cogeração a biomassa em Cacia, para entrada em operação em 2021, cuja energia térmica será entregue à nova fábrica de Tissue. Desta forma prevê-se a redução do seu atual consumo de gás natural e respetivas emissões de CO<sub>2</sub> em aproximadamente 95%. A potência térmica nominal da caldeira é estimada em 79 MWth.

## RNAE: Nuno Ferreira

Não me parece, dado que o país não tem dimensão (disponibilidade de biomassa) para mais centrais desta dimensão. Muitas das que estavam previstas não chegaram a sair do papel. Creio que as que acabaram por ser construídas vão atravessar constrangimentos durante o seu funcionamento. Por outro lado, o que faz sentido são centrais de pequena escala e não de grande escala. As necessidades energéticas devem ser supridas numa lógica local ou intermunicipal evitando-se as perdas no transporte de energia.

## Respostas conjuntas Q1-Q2

### Ecotoro Energia: Fernando Monteiro

Resumo das respostas dadas em Q1 e Q2:

- ◆ É muito frequente confundir a utilização de combustíveis renováveis sólidos para produção de eletricidade, com combustíveis renováveis sólidos para produção de calor/energia térmica, mas são realidades muito diferentes.
- ◆ A eficiência de uma solução de biomassa para produção de calor (vapor ou água quente) é de 90%, enquanto a eficiência de uma solução de biomassa para produção de eletricidade é de 35%.
- ◆ O custo do investimento Euros/MW elétrico instalado é 10 vezes superior ao custo de investimento em Euros/MW térmico instalado.
- ◆ A velocidade e simplicidade de execução de uma solução para produção de energia térmica é muito maior do que para uma solução de produção de eletricidade.
- ◆ A dispersão que já existe por quase todo o território nacional de unidades consumidoras de vapor industrial que podem ser convertidas para biomassa, facilita e reduz os custos com a logística do combustível renovável sólido.
- ◆ Ao contrário da produção de eletricidade através de biomassa, a produção de calor não está dependente de tarifas de remuneração.
- ◆ A aposta na produção de eletricidade com origem renovável deve passar pelo vento, Sol e energia hídrica, e não pela biomassa.
- ◆ O efeito multiplicador, ambiental e económico, de qualquer investimento e/ou subsídio a aplicar na instalação de centrais de produção de energia térmica a biomassa é muito maior do que na construção de centrais de produção de energia elétrica a biomassa.

### TermoGreen: Paulo Preto dos Santos

É importante não haver dúvidas relativamente ao que significa o critério “inferiores a 50 MW de consumo de biocombustíveis sólidos por ano”. Se é um “consumo anual” parece-me que deveria ser medido em energia (MWh) ao invés de ser em potência (MW).



Assim quando se falar de instalações de “pequena escala”, falar-se-á efetivamente de centrais com potência elétrica instalada de 0,003 MW (3kW)? Isto é muito pequeno quando estamos a falar de centrais de biomassa. Ou os “50 MW” devem ser entendidos efetivamente como a potência térmica instalada (e não o consumo anual) e, dessa forma então estaremos a falar de centrais de 14 MW de potência e elétrica?

A dúvida subsiste-me quando é referido “50 MW (*thermal rate input*)” pois no mercado utiliza-se o termo *heat rate* para definir o consumo específico de uma instalação e normalmente medido em Btu/kWh, ou seja mede o “rendimento bruto dessa instalação” e não um “consumo” ou uma “potência”.

### GALP Energia: Manuel Vasconcelos

A utilização de biomassa para eletricidade é sem dúvida uma alternativa que não deve ser descartada.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Embora reconheça que é preciso diversificar as fontes de energia renovável é necessário olhar para os números que mostram que as necessidades de biomassa florestal residual vão a começar a ser cada vez maiores com os números os últimos números fornecidos que englobam uma estimativa de produção anual de biomassa florestal residual em Portugal varia entre os dois milhões de toneladas secas e os 5,1 milhões de toneladas secas, sendo que, deste último valor, 1,4 milhões de toneladas/ano e 1,1 milhões de toneladas/ano, são provenientes de pinho e eucalipto, respetivamente.

É imperativo que para além da biomassa florestal residual exista também a aposta em tecnologias que permitam transformar biomassas que devido à sua humidade ou baixo poder calorífico (ex: lamas de ETAR, lamas de suinicultura, lamas da indústria papelreira, combustíveis derivados de resíduos fora de especificação) possam ser transformadas de uma forma sustentável em bio-líquidos para utilização nas centrais de biomassa ou nas indústrias que necessitem de queima ao nível energético tanto em fornos como em caldeiras de biomassa.

## Combustíveis gasosos – hidrogénio, biometano e biogás

### Hidrogénio a partir de biomassa

#### Q3: Como devemos avaliar estas tecnologias emergentes?

##### APTTA: Rogério Pinheiro

Consideramos que a utilização do hidrogénio e do biometano representam um considerável ganho na alternativa ao uso de combustíveis fósseis. Contudo consideramos que o estado da arte nestas duas opções ainda está longe de apresentar soluções com um custo-eficiência vantajoso.

Na vertente do Transporte Aéreo, consideramos também que, embora estas soluções de biocombustíveis gasosos e líquidos, bem como as soluções baseadas no hidrogénio, representem o benefício da sua possibilidade de armazenamento, vão ainda necessitar de desenvolvimentos futuros em matéria de eficácia energética.

Lamentamos não poder dar maior contributo nesta matéria, por ausência de conhecimento científico.

##### BioDourogas: Nuno Moreira

Estas tecnologias emergentes devem ser fomentadas e valorizadas, até porque são o verdadeiro desafio no caminho da descarbonização no setor dos transportes. O potencial da utilização do hidrogénio produzido a partir da biomassa é enorme, sendo provavelmente a melhor forma de o produzir em grande escala. Os processos de limpeza de gases revelam avanços tecnológicos muito promissores e será uma tecnologia a ser considerada.

##### IPPortalegre: Paulo Brito

Muito positivas e que devem ser acarinhadas a nível governamental com base em incentivos.

##### Florecha: Carlos Amaral Neto

Devem ser analisadas e demonstradas as diversas tecnologias emergentes de modo a permitir que se progrida numa curva de aprendizagem e, consequentemente, seja possível reduzir os custos unitários associados a cada tecnologia. É importante, nas fases iniciais de desenvolvimento, alocar fundos (subsídios ao investimento, tarifas, etc.) para que as tecnologias tenham tempo para amadurecerem e, assim, se evite o denominado *technology lock-in*.

## RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

A tecnologia ainda se encontrará na fase de demonstração/prova tecnológica. Um dos exemplos mais recentes a acompanhar será o projeto da IH2 em Bangalore, Índia, com apoio da Shell. Embora o âmbito seja a produção de óleos de pirólise de biomassa e a sua conversão a combustíveis rodoviários, no processo, de acordo com o tecnólogo, será gerado e o H<sub>2</sub> necessário ao processo, a partir da biomassa, e consumido localmente.

Além da gasificação de biomassa está a ser testada uma tecnologia da Nissan, em veículos no Brasil, que recorre ao bioetanol para gerar H<sub>2</sub> para alimentar a uma *fuel cell*. Desta forma o veículo é considerado elétrico mas alimentado com um combustível líquido.

<http://www.brenewable.com/news/2018/3/28/hydrogen-fuel-cells-ethanol>

[https://www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/e\\_bio\\_fuel\\_cell.html](https://www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/e_bio_fuel_cell.html)

<https://autopapo.com.br/noticia/carro-eletrico-sem-bateria-abastecido-com-etanol/>

## Resíduos Nordeste: Paulo Praça

As tecnologias emergentes devem ser analisadas e avaliadas como todos e quaisquer projetos de investigação e desenvolvimento. Numa primeira fase com a realização de projetos-piloto de forma a ser feita uma correta avaliação a todos os níveis, custos de investimento, custos de exploração e por conseguinte a viabilidade técnica e económica da tecnologia a uma escala industrial.

## GALP Energia: Manuel Vasconcelos

A Galp defende a neutralidade tecnológica, pelo que todas as soluções devem ser consideradas e seleccionados face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE e sustentabilidade.

## APETRO: José Alberto Oliveira

Todas as tecnologias emergentes devem ser consideradas numa fase de I&D, em pé de igualdade, respeitando o princípio da neutralidade tecnológica. Nesta fase, importa sobretudo avaliar a sua viabilidade tecnológica. Numa fase subsequente, de produção em larga escala, terá que ser avaliada a sua viabilidade económica.

## SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

As tecnologias emergentes são sempre bem-vindas quer seja pelo seu lado disruptivo no pensamento atual de uma sociedade acomodada às tecnologias tradicionais, quer do ponto de vista inovador que trás e que permite melhorar o conhecimento já existente.

## SYSAdvance: Patrick Barcia

BIOMETANO (ou Gás Renovável) a partir de biogás:

- ◆ Há um conjunto de infraestruturas e correspondente investimento já realizado no país (aterros sanitários, digestores de resíduos orgânicos, digestores ETARs, digestores de resíduos industriais, entre outros) que tem sido direcionado exclusivamente para a produção de eletricidade. A reconversão para biometano representa um investimento suportável;
- ◆ As tecnologias de purificação de biogás de digestão anaeróbia estão num nível de maturidade elevado. A purificação de gás de aterro está num nível anterior (devido aos níveis elevados de  $N_2/O_2$ ) mas já há vários exemplos bem-sucedidos para injeção na rede de GN;
- ◆ O esquema de apoio à produção de biometano para injeção na rede de GN deveria ter uma componente flexível indexada ao preço do GN. A produção de biometano tem custos fixos tendencialmente constantes mas compete contra o GN que apresenta variações no preço de mercado;
- ◆ O conceito de *Power-to-Gas* combinado com Metanação aplicado ao setor de biogás assenta no pressuposto que se poderá usar Hidrogénio produzido a partir de eletricidade renovável excedentária para produzir metano por reação com a corrente residual de  $CO_2$  resultante do *upgrading* de biogás. É um exemplo de economia circular, com redução net das emissões de  $CO_2$  e um instrumento de gestão/armazenamento da energia renovável. Neste momento a viabilidade da metanação só é atingida se tarifa elétrica  $<0,03$  Euros/kWh, no entanto, estes projetos podem beneficiar no futuro também da tendência de aumento das taxas de emissão de carbono.

Hidrogénio:

- ◆ Pode ser usado diretamente na mobilidade, injetado na rede GN (% limitada), ou convertido em  $CH_4$  por metanação (ver acima);
- ◆ O panorama a médio/longo prazo (2040) é favorável pois aponta para:
  - ◆ Redução do preço dos eletrolisadores,
  - ◆ Eletricidade mais barata com aumento da *otherwise curtailed power*,
  - ◆ Possível aumento do preço do gás natural.

$H_2$  a partir de SYNGAS:

- ◆  $H_2$  a partir da gasificação da biomassa florestal (abundante no Sul da Europa) pode ser uma aposta interessante num esquema de produção descentralizada em unidades pequena/média dimensão (600  $Nm^3/h$  <caudal SYNGAS <2000  $Nm^3/h$ );
- ◆ Algumas instalações de grande dimensão fecharam na Europa no passado devido à descida do preço do GN;

- ◆ Várias instalações sofreram com a formação de *tar* (alcatrão), no entanto este parece ser uma questão ultrapassada havendo vários fabricantes que garantem controlar a formação deste resíduo pelo menos na operação com biomassa florestal;
- ◆ Há um mercado enorme na Europa de leste para madeira reciclada com preço 3-4 vezes inferior ao da biomassa florestal (problemas com algum contaminantes).

### RNAE: Nuno Ferreira

Devemos avaliar como soluções energéticas que devem ser enquadradas num caminho para uma economia descarbonizada, ou seja, devem ser todas equacionadas sem exceção. É importante não esquecer que estamos a prespetivar para 2030 e até 2050. Atualmente são tecnologias emergentes, ou seja, que estão a começar a ser utilizadas. Devem ganhar maturidade para se conseguir efetivamente analisar as suas reais e efetivas potencialidades e debilidades, por forma a optar-se pelas mais adequadas do ponto de vista económico e ambiental.

## **Q4: A produção de Hidrogénio renovável, a partir da biomassa, será a curto/médio prazo mais custo-eficaz que o Hidrogénio a partir da eletrólise da água?**

### APTTA: Rogério Pinheiro

Admitimos que sim atendendo a que o modelo de produção de hidrogénio a partir da biomassa, tem neste momento maior potencial de desenvolvimento científico na busca da otimização, do que a produção de hidrogénio a partir da eletrólise da água.

### BioDourogas: Nuno Moreira

A produção de hidrogénio a partir de biomassa tem de ser entendida como parte de um processo de aproveitamento de biomassa, e quando se trata de biomassa residual assume externalidades positivas nos setores dos resíduos e da segurança que importa colocar na equação de custos/benefício.

Os custos do processo de gasificação dependem também das distâncias percorridas, dimensão e ainda custos de distribuição do hidrogénio. Dependendo da localização, será possível localizar projetos que otimizem as diversas variáveis, devolvendo uma eficiência de custo próxima ou até melhor do que quando comparado com a eletrólise da água.

## IPP Portalegre: Paulo Brito

Julgo que irão estar ambas as formas a um nível similar.

## Resíduos Nordeste: Paulo Praça

A obtenção de hidrogénio a partir da eletrólise da água tem elevados custos energéticos e a água tem de ser desmineralizada. Atendendo a estes condicionalismos a produção de hidrogénio renovável a partir da biomassa pode vir a ser uma linha de desenvolvimento importante e com viabilidade técnica e económica.

## SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Se a produção de hidrogénio a partir de eletrólise é uma técnica bem conhecida tanto em termos de mecanismo produtivo como em custos de fabrico e energético no ano 2019 encontra-se ainda num cenário ainda não bem estabelecido é difícil, contudo desafiante pensar que a produção de hidrogénio a partir de biomassa pode ter um custo-eficaz num espaço temporal curto.

## SYSAdvance: Patrick Barcia

Hidrogénio:

O panorama a médio/longo prazo (2040) é favorável pois aponta para:

- ◆ Redução do preço dos eletrolisadores;
- ◆ Eletricidade mais barata com aumento da *otherwise curtailed power*;
- ◆ Possível aumento do preço do gás natural.

A médio-longo prazo é muito provável que a produção de H<sub>2</sub> por eletrólise seja mais económica.

## RNAE: Nuno Ferreira

Diria que sim, ao invés os impactos ambientais serão maiores. É necessário avaliar o custo ambiental do processo. A produção de hidrogénio a partir da eletrólise da água através de energia fotovoltaica é atualmente mais elevada, no entanto é necessário ter em consideração que os custos com a produção desta fonte de energia tenderão a baixar nos próximos anos. Por sua vez o uso da água também subsiste como um problema face à sua expectável escassez devido às alterações climáticas. Conforme referido na questão anterior devemos conceder neutralidade a todas estas tecnologias, não as excluindo, e com o avançar dos anos e com a maturidade que forem ganhando ir decidindo pelas que forem mais benéficas para a economia e ambiente.

## Respostas conjuntas Q3-Q4

### Termogreen: Paulo Preto dos Santos

A produção de  $\text{CH}_4$  com biomassa vai ser viável. Esse  $\text{CH}_4$  renovável pode ser injetado na RNTGN e/ou para biometano para os transportes e com isso contribuir diretamente para as metas das renováveis.

O passo posterior de separar o H do C para produzir hidrogénio só me parecer ser indicada para se aproveitar a energia elétrica das fontes renováveis intermitentes que é colocada nas horas de preço muito baixo ou quase nulo de forma a mitigar o custo que essas fontes renováveis intermitentes origina no sistema elétrico pela razão da sua “despachabilidade” ser obrigatória, prioritária e ainda em muito casos e por muito tempo com pagamento de FiT.

### REN: Rui Marmota

As tecnologias em questão têm um papel importante a desempenhar e fazem parte do conjunto de alternativas cuja viabilidade específica em cada caso depende do contexto em que podem eventualmente ser implementadas. Contudo, nota-se que a produção de hidrogénio por eletrólise da água usando eletricidade gerada por FER recebe atualmente maior atenção, tanto em termos dos fabricantes dos *electrolysers* como pelas entidades responsáveis pela política energética, pelo papel que pode desempenhar no acoplamento entre o setor de eletricidade e o setor do gás (podendo chegar à produção de metano sintético e proporcionar novas possibilidades de armazenamento da energia gerada através de FER), considerados de forma mais genérica como vetores energéticos.

### Universidade do Minho: Madalena Alves

Dada a sequência complexa de processos descritos (reações catalíticas, separações), não me parece exequível uma implementação ampla da conversão de *syngas* a  $\text{H}_2$  por esta via. Contudo não estou a par do estado da arte destas tecnologias (TRL).

### Luís Simões: Cláudia Simões

No setor dos transportes a utilização de tecnologias emergentes depende dos fabricantes de veículos, que precisam colocar equipamentos no mercado com custos de aquisição/utilização e manutenção equilibrados.

É preciso ter em conta a questão da manutenção e o valor do veículo para o mercado de usados.

A utilização de novas tecnologias implica avaliar não apenas a redução de consumo energético, mas as emissões para a atmosfera, e o contexto do ciclo de vida do veículo.

Neste momento não temos soluções estruturadas de veículos pesados a hidrogénio. A esta

data não temos informação para responder a Q2, no entanto, face à crescente escassez de água (inclusive em Portugal), é possível que a médio prazo a produção de hidrogénio a partir de biomassa se torne mais eficaz.

### **GALP Energia: Manuel Vasconcelos**

A Galp defende a neutralidade tecnológica, pelo que todas as soluções devem ser consideradas e selecionados face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE e sustentabilidade.

## **Biomassa-para-Gás**

### **Q5: Qual vai ser a evolução do biometano no setor transportador?**

#### **APTTA: Rogério Pinheiro**

Pensamos que o último parágrafo deste texto diz tudo acerca desta questão. O custo-eficiência da tecnologia de biometano ainda não atingiu um valor comercialmente interessante. Nesta circunstância procurar que seja o imposto sobre o CO<sub>2</sub> emitido, a única forma de impor esta solução, não nos parece socialmente eficaz.

#### **BioDourogas: Nuno Moreira**

O biometano está a assumir um papel primordial no setor dos transportes, pois é ao dia de hoje a melhor forma de introduzir a componente renovável nos transportes. Quando produzido a partir de resíduos, tem uma relação de custo mais eficiente do que a produção de eletricidade.

#### **IPPortalegre: Paulo Brito**

Julgo que irá ter uma penetração lenta até porque temos muito pouco projetos de produção de biometano.

#### **RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas**

Haverá uma tendência de crescimento mas poderá ser um mercado sem volumes expressivos no curto – médio prazo (frotas de transportes públicos / mercadorias - serviços locais, frotas de autarquias). Um exemplo em Portugal é o projeto da Dourogas, que abastece camiões de recolha de resíduos urbanos e pretende expandir a atividade investindo em mais 5 projetos de produção de biogás de resíduos e abrir mais 3 postos de abastecimento



de gás veicular, terminando 2019 com 10 postos (fonte: Jornal de Negócios, edição de 5 de abril de 2019). Países como a Suécia possuem frotas de autocarros de transporte públicos movidos a biogás, demonstrando a possibilidade do seu uso.

O estudo do LNEG “Avaliação do Potencial e impacto do biometano em Portugal”, publicado em 2015 (ISBN: 978-989-675-037-4), é uma boa base de trabalho para avaliar a potencial produção e distribuição em Portugal.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

O biometano tem potencialidades para vir a ser utilizado em complemento com o gás natural. Nesta fase era de todo importante que fossem elaboradas as normas técnicas de produção de biometano. Após a aprovação destas normas técnicas o biometano tem todas as condições para vir a ser utilizado no setor dos transportes.

### APETRO: José Alberto Oliveira

O biometano poderá ser incorporado, dentro das especificações técnicas em vigor, no gás natural, podendo, deste modo, vir a desempenhar um papel importante no setor transportador.

### RNAE: Nuno Ferreira

De acordo com estudos da Federação Europeia dos Transportes e Ambiente (T&E) não é a melhor solução uma vez que é intensivo em emissões de carbono. No entanto deve-se dar uma oportunidade a todas as soluções e avaliar aquelas que se revelarem mais eficientes e menos poluentes

## **Q6: Terá o biometano mais futuro no transporte marítimo ou no transporte de mercadorias rodoviário de longa distância?**

### APTTA: Rogério Pinheiro

Não possuímos conhecimento de causa suficiente para opinar acerca desta questão, contudo podemos referir que a AIRBUS (e não é a única) está atualmente a desenvolver estudos em torno da SEAWING como uma forma de utilizar a energia eólica, como complemento dos combustíveis fósseis aplicado aos navios que navegam em águas livres. <https://cleantechnica.com/2018/09/11/airbus-seawing-kite-sails-to-cut-fuel-costs-for-cargo-ships-20/>

### BioDourogas: Nuno Moreira

Julgamos que esta questão não se coloca, pois em ambos os casos, terá de existir um processo de liquefação do biometano, para substituir o GNL. Consideramos que o Biometano Líquido terá grandes possibilidades de ser utilizado tanto no setor rodoviário como marítimo.

### IPPortalegre: Paulo Brito

Julgo que o transporte de longa distância até por poder aproveitar infraestruturas já existentes na Europa.

### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

A Organização Marítima Internacional (IMO) decidiu implementar uma redução do teor de enxofre nos combustíveis marinhos para 0,5% a partir de 1 de Janeiro de 2020.

Nos navios mais antigos tem-se estudado a possibilidade de instalação de *scrubbers* enquanto nos mais recentes / novos abre-se a oportunidade de propulsão a gás natural. Pelos volumes e pontos específicos de abastecimento pode ser uma oportunidade para mistura de biometano no gás natural.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Relativamente a esta questão em concreto e dada a especificidade do tema não temos opinião formada que possa contribuir para a discussão técnica.

### APETRO: José Alberto Oliveira

O futuro do biometano estará associado à taxa de penetração do gás natural nesses modos de transporte.

### RNAE: Nuno Ferreira

De acordo com estudos da Federação Europeia dos Transportes e Ambiente (T&E) não é a melhor solução uma vez que é intensivo em emissões de carbono. No entanto deve-se dar uma oportunidade a todas as soluções e avaliar aquelas que se revelarem mais eficientes e menos poluentes.

## **Q7: Deverá Portugal, a partir de 2021, incluir uma submeta obrigatória de renováveis para o transporte marítimo, aquando da transposição da RED II?**

### APTTA: Rogério Pinheiro

Consideramos pouco realista incluir uma submeta obrigatória de renováveis para o transporte marítimo.

### BioDourogas: Nuno Moreira

Portugal deverá estar em linha com os seus parceiros europeus, devendo apresentar uma meta obrigatória.

Apesar das questões atrás apontadas e tendo em conta a imposição atual de um teto agressivo de emissões e das limitações de biocombustíveis disponíveis no mercado mundial no setor dos transportes, a tendência futura será no sentido da valorização da mobilidade através de veículos de transporte elétricos, a biometano e a hidrogénio, os quais representam mais de 50% do consumo energético, no segmento dos transportes.

Por outro lado, nos vários cenários que têm sido apresentados, para o cumprimento das metas no setor da mobilidade, o veículo elétrico só poderá ser considerado como competitivo se conseguir ser implementado nos transportes de longa distância. Se a tecnologia for apenas aplicada para a mobilidade de curta distância, os veículos a hidrogénio, são as alternativas mais custo-eficazes (Novas Tecnologias Energéticas. *Roadmap Portugal 2050*, 2010).

Relativamente ao transporte de mercadorias, o RNC2050 prevê que em 2040 o hidrogénio assegure 1/3 da procura. Contudo, a introdução de novos combustíveis (eletricidade, H<sub>2</sub>) depende da criação de infraestruturas de abastecimento de base.

### IPPortalegre: Paulo Brito

Sim, acho que é uma boa estratégia.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Relativamente a esta questão em concreto e dada a especificidade do tema não temos opinião formada que possa contribuir para a discussão técnica.

## APETRO: José Alberto Oliveira

Tratando-se o transporte marítimo de um setor sujeito à concorrência internacional, a imposição de uma submeta obrigatória nacional terá sempre que ser ponderada à luz dessa concorrência.

## RNAE: Nuno Ferreira

Julgo que sim. É importante fixar-se metas que levem progressivamente, e em articulação com a maturação das diversas soluções tecnológicas, a uma descarbonização do setor.

## Respostas conjuntas Q5-Q7

### Biovegetal: João Paulo Domingues

Em nossa opinião deveria ser fixada uma submeta de renováveis nos transportes marítimos com o objetivo de descarbonização desse setor – O FAME, sendo um substituto do gásóleo, é um combustível de aplicação e utilização direta, bem como, é adequado para as misturas com *Marine Fuel Oil* (considerando as tecnologias e características dos motores de marinha). Constituiria uma oportunidade para abertura do atual mercado no contexto da RED II, permitindo uma total utilização do máximo disponível previsto para consumo final de energia para biocombustíveis de 1G (eventualmente até com a possibilidade de aumento da quota das matérias-primas da parte B do anexo 9).

### TermoGreen: Paulo Preto dos Santos

O biometano liquefeito pode ser uma solução para o transporte marítimo, seguindo e complementando o percurso a ser desenvolvido pelo LNG que será sem dúvida o futuro por muitos anos dos combustíveis marítimos. Pensar de outra forma é irreal.

### REN: Rui Marmota

Dependendo dos Estados da UE e do respetivo ponto de partida, a importância do biometano pode variar entre residual e significativa. O biometano poderá conquistar espaço em determinados nichos, nomeadamente onde seja possível associar a sua utilização a frotas com movimentação centralizada. No caso do transporte marítimo e do transporte rodoviário de mercadorias a longa distância, a penetração do GNL de origem fóssil parece ser a via mais adequada no curto / médio prazo, em escala e custo, por força da substituição de combustíveis mais poluentes (veja-se o efeito esperado da entrada em vigor já em 2020 da resolução da IMO relativamente ao teor máximo em S dos combustíveis marítimos). A eventual imposição de metas para a incorporação de biometano pode e deve ser avaliada no âmbito da utilização de GNC nas frotas de transporte rodoviário, mas já no que diz

respeito ao transporte marítimo, considerando a necessidade de liquefação (que também requer energia), parece ser uma imposição pesada em termos económicos que poderá ser preterida em favor de outro tipo de opções.

### Universidade do Minho: Madalena Alves

Havendo legislação adequada para a venda de biometano à rede (especificações de composição, tarifa interessante, etc) e havendo uma política de diversificação do setor automóvel com instalação de postos de abastecimento de GNC e o mercado automóvel responder com VGN quem sabe um dia haverá um setor desenvolvido de biometano no setor dos transportes. Contudo parece-me uma jornada difícil. Fala-se na tarifa há muito tempo e não existe, há pouquíssimos postos de abastecimento de GNC e os que existem são “privados” ou setoriais. Não conheço a visão da indústria automóvel quanto a esta eventual direção. Conheço os casos da Suécia em que o número de postos de abastecimento de VGN aumentou imenso em 6 anos e países como por exemplo o Irão são também proeminentes neste setor.

### SOVENA: Marina Reis

A Sovena defende que uma fixação de submeta de renováveis nos transportes marítimos, teria um efeito muito positivo no objetivo de descarbonização desse setor. Para a obtenção dessa meta, o FAME, sendo um substituto do gasóleo, é um combustível de eleição, de aplicação e utilização direta, bem como, também é adequado para as misturas com *Marine Fuel Oil*. Este facto criaria uma oportunidade para abertura do actual mercado no contexto da RED II, permitindo uma total utilização do máximo disponível previsto para consumo final de energia para biocombustíveis de Primeira Geração (1G) e eventualmente esta medida levaria ao aumento da quota das matérias-primas da parte B do anexo 9 para este tipo de meio de transporte.

### Luís Simões: Cláudia Simões

Não temos visibilidade sobre o tema. O salto no setor do transporte para tecnologias mais limpas, será provavelmente para o Hidrogénio ou para o elétrico em transporte urbano.

### GALP Energia: Manuel Vasconcelos

Os biocombustíveis como o biometano constituem uma solução para quase todos os veículos (não apenas para os ligeiros), nomeadamente veículos pesados, máquinas agrícolas ou de construção e marinha.

A flexibilidade é importante pelo que não somos a favor da imposição de metas em setores como a marinha. Ainda assim, esta incorporação poderá ser promovida de outras formas (ex.: fatores multiplicativos).

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Consideramos que a diversificação das fontes energéticas utilizadas nos transportes é sempre bem-vindas de forma a conseguir oferecer economias tanto a nível financeiro como ambiental.

### **Q8: Biometano ou hidrogénio? Qual destas tecnologias deve ser a aposta até 2030 e para além?**

#### Universidade do Minho: Madalena Alves

Eu diria biometano por estar numa TRL mais avançada, seguramente.

#### BioDourogas: Nuno Moreira

O biometano está a assumir um papel primordial no setor dos transportes, pois é ao dia de hoje a melhor forma de introduzir a componente renovável nos transportes. Quando produzido a partir de resíduos, tem uma relação de custo mais eficiente do que a produção de eletricidade.

#### IPPortalegre: Paulo Brito

Sou claramente de opinião que devemos apostar num *mix* das duas. O Biometano e o hidrogénio estão a fazer o seu caminho de afirmação em termos europeus.

#### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Especialistas e estudos internacionais apontam o hidrogénio como combustível de futuro sendo que ainda subsistem desafios económicos para a sua produção e armazenagem. O biometano, pela maturidade tecnológica que já apresenta, pode ser um dos combustíveis a usar nesta transição energética.

#### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

No curto prazo, ou seja, até 2030 a aposta deve passar pelo biometano. Numa perspetiva de longo prazo e de forma a atingirmos a neutralidade carbónica em 2050 o hidrogénio deve passar a ter uma forte aposta de forma a ser implementado.

#### Luís Simões: Cláudia Simões

Têm de existir alternativas, aplicáveis aos vários tipos de transporte rodoviário.

## SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Consideramos que a diversificação das fontes energéticas utilizadas nos transportes é sempre bem-vinda de forma a conseguir oferecer economias tanto a nível financeiro como ambiental.

## APETRO: José Alberto Oliveira

Respeitando sempre o princípio da neutralidade tecnológica, mas tendo em conta o estado de desenvolvimento das duas tecnologias, em causa, acreditamos que o biometano poderá desempenhar um papel mais significativo no curto-médio prazo, enquanto que o hidrogénio poderá ser uma solução a médio longo prazo.

## RNAE: Nuno Ferreira

Hidrogénio.

## SYSAdvance: Patrick Barcia

Há interoperacionalidade entre os dois recursos. Ambas apresentam também vantagens singulares: tratamento de resíduos (biometano), gestão/armazenamento renovável (PtG). Ambos devem obrigatoriamente fazer parte da aposta para 2030.

Como exemplo, a ADEME em França explica que a meta de 100% de gás renovável para 2050 prevê que a composição da matriz do gás terá por proveniência:

- ◆ 1/3 biometano a partir de digestão anaeróbia;
- ◆ + 1/3 de CH<sub>4</sub> a partir de *syngas* + metanação;
- ◆ + 1/3 de PtG.

## Q9: Será que é possível aproveitar infraestruturas existentes para hidrogénio (ex. RNTGN)?

### Universidade do Minho: Madalena Alves

Não faço ideia mas o meu *feeling* é que não... O hidrogénio parece-me bem para usos locais e distribuídos em determinadas situações... sem grandes transportes.

### BioDourogas: Nuno Moreira

Julgamos que esta questão não se coloca, pois em ambos os casos, terá de existir um processo de liquefação do biometano, para substituir o GNL. Consideramos que o Biometano Líquido terá grandes possibilidades de ser utilizado tanto no setor rodoviário como marítimo.

### IPPortalegre: Paulo Brito

A infraestrutura que temos para o Gás natural deverá ser, na minha opinião, o grande veículo de transporte de gases, nomeadamente, numa primeira fase, gases de gasificação de biomassa produzidos de forma descentralizada e depois misturas mais enriquecidas em metano e hidrogénio.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Sim será possível o aproveitamento destas infraestruturas para o hidrogénio.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Consideramos que a diversificação das fontes energéticas utilizadas nos transportes é sempre bem-vinda de forma a conseguir oferecer economias tanto a nível financeiro como ambiental.

### APETRO: José Alberto Oliveira

O aproveitamento das infraestruturas existentes deve ser um fator a ter em conta no processo de transição energética de modo a não constituir um custo afundado com repercussões negativas na economia.

Neste sentido, devemos estar atentos às experiências em desenvolvimento noutros países de modo a otimizar a utilização dessas infraestruturas.

### RNAE: Nuno Ferreira

Sim. De acordo com estudos, o gás resultante do processo de energia que cria hidrogénio a partir de água, através do método de eletrólise, totalmente limpo, pode ser armazenado facilmente e ser usado através da infraestrutura já existente e em veículos alternativos.

### SYSAdvance: Patrick Barcia

... Em último recurso conversão a  $\text{CH}_4$ , por metanação.



## Q10: As catenárias (rede para a mobilidade elétrica) fazem sentido para Portugal?

### BioDourogas: Nuno Moreira

Portugal deverá estar em linha com os seus parceiros europeus, devendo apresentar uma meta obrigatória.

Apesar das questões atrás apontadas e tendo em conta a imposição atual de um teto agressivo de emissões e das limitações de biocombustíveis disponíveis no mercado mundial no setor dos transportes, a tendência futura será no sentido da valorização da mobilidade através de veículos de transporte elétricos, a biometano e a hidrogénio, os quais representam mais de 50% do consumo energético, no segmento dos transportes.

Por outro lado, nos vários cenários que têm sido apresentados, para o cumprimento das metas no setor da mobilidade, o veículo elétrico só poderá ser considerado como competitivo se conseguir ser implementado nos transportes de longa distância. Se a tecnologia for apenas aplicada para a mobilidade de curta distância, os veículos a hidrogénio, são as alternativas mais custo-eficazes (Novas Tecnologias Energéticas. *Roadmap Portugal 2050*, 2010).

Relativamente ao transporte de mercadorias, o RNC2050 prevê que em 2040 o hidrogénio assegure 1/3 da procura. Contudo, a introdução de novos combustíveis (eletricidade, H<sub>2</sub>) depende da criação de infraestruturas de abastecimento de base.

### IPPortalegre: Paulo Brito

Julgo que não. É um investimento demasiado elevado em infraestrutura e produção de eletricidade.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Não nos parece que as catenárias façam sentido.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

É difícil comentar este tipo de mercado, não se encontra no âmbito do nosso conhecimento de pesquisa ao nível de potenciais combustíveis para utilização energética.

### APETRO: José Alberto Oliveira

As catenárias poderão fazer sentido no transporte público de passageiros (urbano).

### RNAE: Nuno Ferreira

Não me parece. Trata-se de uma infraestrutura pesada, que é constituída por outras associadas, como os postes que as seguram e os aparelhos que as mantêm em tensão. Sem a sua adoção as cidades com centros históricos agradecem. E os monumentos, as praças e as ruas ficam mais leves, sem tantos fios e postes à sua volta. Se já são um problema para centros históricos de centros urbanos não me parece que para longas distâncias possa ser a melhor solução, até pelo custo que a infraestrutura terá. Existem soluções e alternativas como a nova geração de baterias e alimentação elétrica por indução, bem como as pilhas/células de combustível (sistema híbrido hidrogénio/elétrico).

### **Q11: O DL 60/2017, que transpõe a Diretiva Europeia para a implementação de infraestruturas para combustíveis alternativos, (2014/94/EU), estabelece linhas orientadoras para a criação de uma rede de GNL e GNC. Será que a mesma é suficiente?**

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Numa primeira fase é importante a implementação de uma rede de fornecimento de combustíveis alternativos. De todas as formas pensa-se que a mesma não será suficiente de forma a generalizar a possibilidade de abastecimentos de combustíveis alternativos em todas as zonas do território nacional.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

É difícil comentar este tipo de mercado, não se encontra no âmbito do nosso conhecimento de pesquisa ao nível de potenciais combustíveis para utilização energética.

### APETRO: José Alberto Oliveira

O desenvolvimento de infraestruturas para além dos mínimos exigidos na Diretiva 2014/94/EU deverá evoluir com o mercado, dependendo dos progressos tecnológicos, da viabilidade económica e da aceitação dos consumidores relativamente às várias formas de energia.

### RNAE: Nuno Ferreira

Julgo não ser a melhor solução face à problemática associada ao GNL e GNC. Nos veículos ligeiros, o impacto das emissões de GEE do gás natural comprimido (GNC) é semelhante ao gasóleo, enquanto nos camiões é equivalente aos camiões a gasóleo com o melhor desempenho. Já no transporte marítimo, o impacto do gás natural liquefeito (GNL) é próximo

do fuelóleo pesado, mas esta comparação depende fortemente do vazamento de metano dos motores e das fugas a montante. Faria, eventualmente, mais sentido apostar-se em pilhas/células de combustível. Não obstante dever-se-á ter em consideração a necessidade de reconversão gradual das fontes de energia, ou seja, a mudança deverá ser gradual por forma a potenciarem-se todas as soluções e tecnologias possíveis do ponto de vista económico e ambiental.

## Respostas conjuntas Q8-Q11

### REN: Rui Marmota

Tudo indica que o vetor hidrogénio deve vir a assumir uma importância crescente na transição energética, ultrapassando claramente o biometano (em termos gerais, pois como referido atrás não existe uma solução única que sirva em todas as situações, locais ou de maior âmbito). A conversão das infraestruturas gasistas existentes para o transporte e armazenamento de hidrogénio é atualmente estudada de forma intensiva ao nível da União Europeia neste contexto (digamos que na definição mais lata de *sector coupling*, que também inclui redes de calor, por exemplo). Isto verifica-se ao nível técnico, regulatório e da construção dos mecanismos que permitam manter a ausência de barreiras físicas ao trânsito de energia no espaço da União.

Quanto ao reforço e a adaptação das redes de transporte e de distribuição de eletricidade (nomeadamente as segundas) para possibilitar a penetração do VE (ao nível do carregamento), esta é também uma tendência forte que se perspetiva já a partir do curto prazo, incluindo o caso de Portugal onde se começam a notar as primeiras iniciativas de oferta de comercialização do serviço e onde a venda de VE está a aumentar significativamente (aliás, este é um dos pressupostos do PNEC 2021-2030).

### GALP Energia: Manuel Vasconcelos

A Galp defende a neutralidade tecnológica, pelo que todas as soluções devem ser consideradas e seleccionados face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE e sustentabilidade.

As catenárias não parecem ser, à primeira vista, a melhor alternativa para o transporte de longa-distância.

## Combustíveis líquidos

### Bioetanol (e outros álcoois) – substitutos de gasolina

#### **Q12: Faz sentido Portugal também apostar no E10 (preparando o futuro para o E85), utilizando a infraestrutura atual de combustíveis?**

##### APTTA: Rogério Pinheiro

Qualquer opção que permita utilizar as atuais infraestruturas de distribuição de combustíveis fósseis bem como a não modificação da geração atual de motores dos veículos auto, parece-nos uma boa solução, pois implica o menor impacto financeiro nos utilizadores, podendo assim ser aceite por todos com menor oposição. Em qualquer processo de promoção e de industrialização de energias renováveis, a sociedade científica deve tentar por todos os meios que o impacto financeiro nas populações seja mínimo, sob pena de não contar com a sua adesão voluntária.

##### IPPortalegre: Paulo Brito

Julgo que temos que manter os combustíveis líquidos que utilizam os motores de combustão interna.

##### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Sim, faz. Já existem gasolinas E10 no mercado europeu, os veículos podem consumir este tipo de gasolinas sem necessidades de adaptações do motor e recentemente a rotulagem nos postos de combustível em Portugal já aponta para estes níveis de incorporação. Já há operadores em Portugal com estrutura e a realizar a mistura direta de etanol com gasolina. E85 pressupõe o recurso a motores *flex fuel*. Embora quase todas as marcas de automóveis possuam estas motorizações não são muito comuns na Europa. Será mais provável a evolução para veículos elétricos, e possivelmente usar-se bioetanol como extensor de autonomias em veículos com *fuel cells* (e.g. Nissan dado atrás).

##### Universidade do Minho: José Teixeira

Caso não sejam necessários investimentos relevantes, acho que sim, que se devia apostar no E10.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

É difícil comentar este tipo de mercado, não se encontra no âmbito do nosso conhecimento de pesquisa ao nível de potenciais combustíveis para utilização energética.

### APETRO: José Alberto Oliveira

Atualmente o E10 já está contemplado na EN 228, não necessitando de investimentos adicionais na infraestrutura de distribuição de combustíveis, ao mesmo tempo que pode ser utilizado no atual parque automóvel de motores a gasolina. O eventual aumento da percentagem de incorporação de etanol estará dependente da evolução do parque automóvel.

### RNAE: Nuno Ferreira

Sim. É um meio para contribuir para a descarbonização do setor dos transportes. A revisão da NP EN 228:2017 já transpõe a utilização do E10 como combustível corrente. Progressivamente deveria pensar-se também na utilização do E85. Esta concertação deverá ser articulada com as marcas automóveis para que no mercado nacional sejam introduzidas motorizações com o sistema *Flex Fuel*.

### **Q13: A instalação de biorrefinarias de bioetanol avançado, a partir de resíduos florestais e agrícolas, deveria ser uma prioridade para Portugal (criaria emprego qualificado, e contribuiria para a riqueza nacional)?**

### APTTA: Rogério Pinheiro

Na nossa opinião, sim. Achamos que os resíduos florestais e agrícolas deviam ser prioritariamente utilizados na produção de bioetanol, deixando a produção de energia elétrica limpa para outras soluções que ainda não estão esgotadas, como seja a eólica, a hídrica, a solar, das marés, etc.

### IPPortalegre: Paulo Brito

Estou de acordo.

### Florecha: Carlos Amaral Neto

Sim, desde que sejam projetos que tenham uma base de abastecimento regional e possam contribuir para um mercado competitivo e equilibrado. Nesse caso, será possível, com

sinais claros de que há procura firme por matéria-prima de base agrícola ou florestal, assegurar que existe um contributo rentável para os produtores que garanta a gestão sustentável e a mobilização de áreas atualmente sem gestão.

No atual contexto de mercado de emprego, no entanto, existe uma elevada deficiência de mão-de-obra para atividades florestais e agrícolas, pelo que urge também repensar estratégias que permitam reduzir o problema.

### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Sim. Além das vantagens mencionadas, contribuiu para redução da dependência nacional da importação de crude/combustíveis fósseis, melhoria da balança nacional de transação de bens. O contributo destas biorefinarias não se esgota na produção de combustíveis, podem ser plataformas para a produção de bioquímicos/bioplásticos, dinamizando outras possibilidades de negócio/exportações.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

A instalação de biorrefinarias de etanol pode ser desenvolvida mas não deve ser considerada como uma prioridade no curto prazo para Portugal.

### Universidade do Minho: José Teixeira

Sim, tanto mais que têm ocorrido avanços científicos e tecnológicos que permitem ultrapassar alguns dos desafios identificados no documento enviado. De qualquer modo, parece-me que a biorrefinaria de bioetanol não deve ser visto unicamente numa perspetiva de produção de bioetanol. Todas as componentes da biomassa florestal e agrícola devem ser consideradas. Concordo que esta estratégia contribuiria para a criação de emprego qualificado e para a riqueza nacional). Esta estratégia exigiria também uma gestão integrada dos resíduos atendendo principalmente à sua sazonalidade.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Numa era em que é tão difícil a implementação e licenciamento de biorrefinarias apesar de um plano actual já produzido a nível nacional parece-nos ainda cedo afirmar que uma biorrefinaria de bioetanol avançado seria uma prioridade. Consideramos que a diversificação das fontes energéticas utilizadas nos transportes é sempre bem-vinda de forma a conseguir oferecer economias tanto a nível financeiro como ambiental.

### APETRO: José Alberto Oliveira

Depende da sua viabilidade económica.

### RNAE: Nuno Ferreira

Sim. É um meio para implementar os conceitos da economia circular e bioeconomia em toda a indústria. E também um meio para revitalizar zonas agrícolas e florestais reerguendo regiões que têm sido votadas ao abandono.

**Q14: Na RED II, a implementação da dupla contagem é uma decisão do Estado-Membro no que diz respeito aos biocombustíveis produzidos a partir do Anexo IX (Parte A e B). Deve Portugal manter a dupla contagem no período 2021-2030 ou, pelo contrário não a considerar, pois assim aumenta a sua ambição de introdução física de biocombustíveis avançados acelerando a descarbonização nos transportes?**

(ex: com dupla contagem, a introdução mínima de combustíveis avançados é de 1,75% em 2030; sem dupla contagem é de 3,5% em 2030)

### GALP Energia: Gonçalo Barradas

Alterações à formulação da Q14: Na RED II, a implementação da dupla contagem é uma decisão do Estado-Membro no que diz respeito aos biocombustíveis produzidos a partir do Anexo IX (Parte A e B), já na eletricidade parece ser assumida a contagem a quadruplicar. Deve Portugal manter a dupla contagem no período 2021-2030 para incentivar estes produtos face à eletricidade ou, pelo contrário não a considerar, pois assim aumenta a sua ambição de introdução física de biocombustíveis avançados acelerando a descarbonização nos transportes, mas fica em desvantagem quando comparado com a eletricidade?

### APTTA: Rogério Pinheiro

Consideramos mais sensato manter a dupla contagem.

### IPPortalegre: Paulo Brito

Por uma questão de prudência deve manter a dupla contagem.

### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Na ausência de subsídio direta aos biocombustíveis avançados, e prevendo-se que pela menor maturidade tecnológica os seus custos de produção possam ser superiores, a dupla

contagem funcionará como um incentivo à adoção destes combustíveis e edificação de instalações produtivas (menor incorporação/transação – transferência de títulos de bio-combustíveis). À medida que a maturidade tecnológica evolua e que as economias de escala permitam reduções nos custos de produção poder-se-á rever a dupla contagem.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

As metas a considerar devem ser ambiciosas, realistas mas acima de tudo devem ser possíveis de atingir no período de tempo considerado com a aplicação dos recursos financeiros que podem ser disponibilizados para esse efeito.

### Universidade do Minho: José Teixeira

É minha opinião que devemos ser ambiciosos e, como tal, não considerar a dupla contagem.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

A dupla contagem ou qualquer outro incentivo para a inserção de novas tecnologias parece-nos sempre oportuno, contudo gostaríamos que existissem também a consideração da deste tipo de contagem para a utilização energética quer de biocombustíveis quer de bio-líquidos provenientes de biorrefinarias.

### APETRO: José Alberto Oliveira

Consideramos que a dupla contagem deve ser mantida.

### RNAE: Nuno Ferreira

Penso que deveríamos ser ambiciosos e não considerar a dupla contagem. Na prática a dupla contagem permite às empresas portuguesas reduzirem os custos de fabrico e serem competitivas, contudo diminui as quantidades vendidas.

### PRIOEnergy: Anabela Antunes

Consideramos que a manutenção da dupla contagem é indispensável para o cumprimento da meta de renováveis nos transportes. Com a dupla contabilização de TdB's Portugal consegue cumprir as suas metas, ao mesmo tempo que apoia uma indústria em desenvolvimento, tornando-se um exemplo na economia circular no setor dos transportes. Em termos de conteúdo energético apenas é possível introduzir fisicamente no diesel 5,5% (máximo)



de biodiesel. Foi a aposta de Portugal na dupla contagem que permitiu aumentar os níveis de incorporação de biocombustíveis em teor energético nos transportes, e assim cumprir com as metas estabelecidas pela UE.

O que deve ser alterado é o CAP 1,7% para Portugal. Portugal deveria propor à UE a não aplicação deste CAP de 1,7% nos OAU, tal como alguns Estados-Membro já o fizeram (Chipre e Malta) e viram este CAP a não ser aplicado.

## Respostas conjuntas Q12-Q14

### Biovegetal: João Paulo Domingues

A norma EN228 em alteração já passou a incluir o E10.

A contribuição da dupla contagem deve ter em consideração os limites estabelecidos na RED II – embora de decisão discricionária pelos países deverá respeitar esses limites.

### SOVENA: Marina Reis

Relativamente ao E10, a norma EN228 que se encontra em alteração, já passou a incluir essa possibilidade. Esta poderá ter um papel muito importante para o contributo das metas de renováveis estabelecidas na RED II.

Defendemos ainda que a contribuição da dupla contagem deve ter em consideração os limites estabelecidos na RED II.

### GALP Energia: Manuel Vasconcelos

Devido ao crescimento do consumo de gasolina verificado no último ano a introdução de combustíveis E10 pode constituir uma excelente alternativa (excelente rácio custo/benefício) para descarbonizar os transportes.

A utilização de etanol de 2G parece-nos uma alternativa muitíssimo interessante, especialmente se produzido no nosso país.

Consideramos que a bonificação em alguns biocombustíveis (dupla contagem) permitidos aos Estados Membro pela RED II deverá existir, isto para aproximar mais os combustíveis de baixo carbono à eletricidade que tem na diretiva um benefício de 4x.

## Biodiesel – substitutos de gasóleo

### **Q15: Qual o futuro do atual *cluster* de empresas de biodiesel em Portugal?**

#### IPPortalegre: Paulo Brito

Julgo que é uma falha da RED II não permitir uma maior utilização das matérias-primas residuais, tais como óleos usados e gorduras animais; julgo que a indústria terá que procurar outras matérias-primas não alimentares.

#### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

A Diretiva RED II limita a incorporação de biocombustíveis de 1ª geração mas não os elimina, apesar da progressiva redução do teto máximo até 2030. Permite-se assim que este *cluster* se mantenha em atividade. A partir de 2030 não há dados/informação de como evoluirá a regulamentação na EU.

#### APETRO: José Alberto Oliveira

A produção de biodiesel continuará a ter um papel importante no processo de descarbonização dos transportes, mas prevê-se a sua substituição progressiva por biocombustíveis avançados. As empresas deste setor terão que ter em conta essa realidade.

#### RNAE: Nuno Ferreira

Face à redução da taxa de incorporação de biocombustíveis de 7,5% para 7% o cenário é desfavorável. Contudo considero fundamental a existência desse *cluster* em Portugal. A utilização de biodiesel nas frotas é mais um meio para a progressiva descarbonização do setor. Quanto à recolha de OAU torna-se necessário redefinir uma estratégia que permita a recolha efetiva junto do setor doméstico. O canal HORECA tem já uma política de recolha estruturada. Contudo para o setor doméstico não existe um plano eficaz de recolha. De realçar que anualmente são vendidos 110 milhões de litros de óleo alimentar ao setor doméstico e nem 30% desse montante se consegue recolher.

#### PRIOEnergy: Anabela Antunes

As empresas de biodiesel em Portugal encontram-se em crescimento, no qual esta indústria tem feito todos os esforços, investindo no desenvolvimento de novas tecnologias com o objetivo de descarbonizar o setor energético nos transportes, para que Portugal consiga cumprir com os seus objetivos.

Atualmente Portugal das 126,7 mil ton de óleo alimentar introduzido no mercado português, recolhe 29,8 mil para valorização sob a forma de OAU (dados relatório APA 2018). Grande parte dos resíduos necessários para a indústria dos biocombustíveis avançados é importada, tornando esta indústria quase única na importação e transformação de alta tecnologia e valor acrescentado, onde Portugal tem condições para ser o primeiro país da Europa a utilizar 100% renováveis nos combustíveis, utilizando matérias-primas residuais para a produção de biocombustíveis avançados.

A eliminação do CAP 1,7% nos biocombustíveis avançados, tal como já acontece em outros países da UE e sendo esta uma decisão de cada Estado-Membro, tal como descrito em cima, seria também uma medida essencial para o futuro das empresas de biodiesel em Portugal, no desenvolvimento dos biocombustíveis avançados.

## **Q16: Que novas tecnologias, novos processos.... Podem as mesmas ser reconvertidas?**

### **RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas**

Unidades de pirólise de biomassa podem ser uma possibilidade futura? Processo *Fisher Tropsch*?

### **RNAE: Nuno Ferreira**

Novas tecnologias, e.g. utilização de algas para a produção de biocombustível (etanol); produção de biocombustíveis por pirólise de resíduos alimentares como cascas de batata e de frutas, cascas de frutos secos e borras de café e chá através do recurso ao uso de catalisadores. Como novos processos, ao nível dos OUA ainda há um longo caminho a percorrer pois milhares de toneladas estarão a ser despejadas nos coletores de esgotos domésticos, criando problemas nas estações de tratamento de águas residuais (ETAR) ou prejudicando os ecossistemas ribeirinhos. Portanto, aqui ainda está em falta um sistema de recolha eficaz.

## Respostas conjuntas Q15-Q16:

### Biovegetal: João Paulo Domingues

O rendimento típico numa unidade de transesterificação ronda os 99,5-99,8%

Tal como referi na nossa passada reunião o futuro da utilização de óleos vegetais, como matéria-prima para produção de FAME, deve ter em consideração a sua interação com o setor alimentar dado que:

- ◆ O país é altamente deficitário em proteína e nos últimos anos tem assistido a um crescimento gradual do consumo de rações animais e consequentemente de bagaços proteicos como a colza e a soja (o girassol e o bagaço palmiste também o são mas tem muito menor teor de proteína);
- ◆ O fornecimento de bagaço pode ser assegurado através da produção nacional das extratoras que estão presentes em Portugal (Sovena/Bunge, Iberol e Valouro) ou através de importações;
- ◆ O país tem falta de infraestruturas em portos para receber bagaços. A maioria dos silos está sobretudo preparada para receber cereais e sementes oleaginosas, sendo que a armazenagem disponível nos principais portos é insuficiente para fazer face a mais de 1,1 milhão de toneladas consumidas;
- ◆ No entanto, as extrações em Portugal e no resto do mundo terão que conseguir escoar o óleo que é produzido;
- ◆ O consumo do óleo de girassol é apenas direcionado para o mercado alimentar humano, enquanto o óleo de colza tem essencialmente aplicação no biodiesel e a soja pode ser utilizada no mercado *feed* (rações animais), alimentação humana e biodiesel. Contudo, o mercado de óleo alimentar em Portugal não consome soja, tendo a mesma de ser utilizada na exportação para outros países, nomeadamente africanos;
- ◆ Ora se acabarmos com o biodiesel de 1G, significará acabar com a extração de colza em Portugal e diminuir significativamente a de soja, uma vez que já estamos a exportar óleo de soja muitas vezes com margens negativas. Neste cenário, teríamos de importar 300 kton de bagaços proteicos tornando o país muito dependente de terceiros;
- ◆ Em simultâneo, a importação de farinhas é uma grande limitação para o mercado pois desde 2012 que os produtores de rações não têm praticamente *stocks*, sendo estes assegurados pelas extratoras nacionais. Ora em situações de greves portuárias e dificuldades climáticas que entram a entrada de navios nos portos poderá originar uma situação de falta de *stocks* como já aconteceu em 2017, no período de greve dos portos, onde os animais ficaram sem ração proteica;
- ◆ Por ultimo, o crescimento da produção de semente de colza nacional tem vindo a aumentar pois é um rendimento adicional para os produtores nacionais como permite uma boa rotação de culturas e consequente melhoria dos solos (cerca de 10 kton em 2018, tendo sido este um mau ano agrícola com pouca chuva). Em Espanha em 5 anos

a produção já atinge as 120 kton, valor que se fosse produzido daria para tornar o país quase autossustentável nesta cultura.

Na limitação à utilização de matérias-primas de 1G deveria ser considerada a necessidade de abastecimento de farinhas proteicas ao mercado nacional, com eventual aplicação de uma contribuição mínima ao FAME de óleos vegetais.

### SOVENA: Marina Reis

A indústria de biodiesel em Portugal tem um papel importante em toda a cadeia do setor alimentar pois, contribui fortemente no que respeita à eficácia e segurança do abastecimento de matérias-primas para a alimentação animal, tendo por isso impactos benéficos na economia nacional cuja avaliação é necessária e importante.

O biodiesel veio permitir a expansão e, portanto, a viabilidade da indústria de extracção de óleos proporcionando, pelo uso e valorização energética alternativa que dá aos óleos produzidos, a possibilidade de o país produzir de modo competitivo farinhas com alto teor proteico, componente significativo da alimentação animal.

São muitas centenas de postos de trabalho envolvidos diretamente, sem contar com o impacto na agricultura em Portugal. A existência da fileira industrial das fábricas de biodiesel fez aparecer uma actividade agrícola de produção de girassol e colza, que ocupa hoje mais de 20 mil hectares de terras e que oferece ao agricultor português novas opções de rentabilidade.

Se os volumes de produção das extracções forem reduzidos, o país pode perder este setor, o que arrastará o abandono dessas produções agrícolas e conduzirá à total dependência externa para o abastecimento de farinhas proteicas.

A importância destas actividades no bem-estar nacional é bem visível em situações de crise como as vividas em situações de bloqueios dos portos marítimos, com o aumento significativo dos preços das farinhas para alimentação animal devido à impossibilidade da indústria nacional abastecer normalmente este mercado.

Se acabarmos com o biodiesel de Primeira Geração, significará acabar com a extracção de colza em Portugal e diminuir significativamente a de soja, uma vez que já estamos a exportar óleo de soja muitas vezes com margens negativas. Neste cenário, teríamos de importar 300 kton de bagaços proteicos tornando o país muito dependente de terceiros.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

As empresas de biodiesel em Portugal foram constituídas numa perspetiva de desenvolvimento de um combustível alternativo aos combustíveis fósseis. Tendo em consideração a visão estratégica destas empresas somos da opinião que as mesmas devem encontrar formas de se adaptarem às condições de mercado e de se reconverterem em empresas que possam entrar no mercado dos biocombustíveis alternativos.

### Luís Simões: Cláudia Simões

A aplicação do biodiesel no transporte rodoviário de mercadorias tem de ser promovido pelos fabricantes, pois a eficiência dos veículos têm de ser analisada consoante o tipo de combustível. Da mesma forma assegurar as emissões dos veículos e os custos/periodicidades de manutenção.

Caso os biocombustíveis sejam custo eficientes e recomendados/promovidos pelos fabricantes, o setor facilmente adere.

### GALP Energia: Manuel Vasconcelos

O FAME tem um papel muito importante a desempenhar na descarbonização dos transportes terrestres.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

É difícil comentar este tipo de mercado, não se encontra no âmbito do nosso conhecimento de pesquisa ao nível de potenciais combustíveis para utilização energética.

## *Blends vs. Biocombustíveis Drop-in*

### ***Drop-in:***

**Q17: A RED II inclui pela primeira vez a aviação (tal como o setor de transporte marítimo) como um dos setores que contribuirão para as submetas das renováveis nos transportes. Como quantificar a importância dos biocombustíveis *drop-in* na aviação em 2030?**

### APTTA: Rogério Pinheiro

No que concerne a quantificar a importância dos biocombustíveis *drop-in* consideramos que pode ser uma aposta vantajosa, bastando para tal validar quais as alterações técnicas a promover nos atuais aviões e otimizar a densidade energética de forma a tornar a capacidade dos atuais depósitos de combustível dos aviões, suficientes para atingir "ranges" de 1600 km, ficando desde logo cobertos os voos domésticos e regionais e a gama baixa dos de médio curso. Com base nos dados quantitativos acima referidos e tomando como base a conclusão da ICAO que prevê que em 2050 o setor da aviação contribuirá com 2700 Mton CO<sub>2</sub> e assumindo que podemos aplicar energias renováveis a 75% dos voos mundiais que

não ultrapassam os 1600 km, poderemos aspirar a reduzir as emissões em 2025 Mton CO<sub>2</sub> no ano 2050.

Para tanto e como já referimos, é necessário continuar e incrementar a investigação neste domínio e a focalizar os esforços na melhor solução a aplicar, que admitimos poder vir a ser a dos biocombustíveis *drop-in*.

### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Várias companhias de aviação têm realizado voos experimentais com biocombustíveis, parece haver interesse. O fator preço tem limitado uma maior adoção.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

É difícil comentar este tipo de mercado, não se encontra no âmbito do nosso conhecimento de pesquisa ao nível de potenciais combustíveis para utilização energética.

### APETRO: José Alberto Oliveira

As especificações e os testes aos combustíveis de aviação são compreensivelmente exigentes. Isto significa que a incorporação de biocombustíveis estará dependente do cumprimento dessas especificações.

### RNAE: Nuno Ferreira

Devem ser incentivados, começando por rotas europeias de médio curso. Deve ser tido em conta que os biocombustíveis para a aviação devem usar a infraestrutura de distribuição de combustível já existente, pois a construção de uma infraestrutura paralela é extremamente dispendiosa.

**Q18: Espanha prevê incluir já em 2020 uma meta indicativa para os operadores económicos de 2% de biocombustíveis no setor da aviação. Deve Portugal, a partir de 2021, incluir uma meta obrigatória para a aviação aquando da transposição da RED II?**

### APTTA: Rogério Pinheiro

Consideramos que não há qualquer interesse nem capacidade objetiva de Portugal incluir uma meta obrigatória para a aviação a partir de 2021, aquando da transposição da RED II.

Admitimos que se a evolução do estado da arte nesta matéria assim o possibilitar, a indústria do transporte aéreo pode mesmo fixar metas mais ambiciosas do que a Espanha, mas necessitamos de ver evoluções convincentes na investigação destes combustíveis renováveis e na disponibilização efetiva dos mesmos.

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Quanto à inclusão de biocombustíveis no setor da aviação em Portugal com uma meta que ainda nem sequer foi atingida nos transportes marítimos parece que é uma meta necessária mais que deve ser importa por Portugal de uma forma cautelosa. É difícil comentar este tipo de mercado, não se encontra no âmbito do nosso conhecimento de pesquisa ao nível de potenciais combustíveis para utilização energética.

### APETRO: José Alberto Oliveira

Tratando-se o transporte aéreo de um setor sujeito à concorrência internacional, a imposição de uma submeta obrigatória nacional terá sempre que ser ponderada à luz dessa concorrência.

### RNAE: Nuno Ferreira

Portugal deveria incluir igualmente uma meta indicativa mas não obrigatória. Os biocombustíveis para a aviação estão ainda numa fase inicial. Existem vários testes e estudos já realizados no Brasil, que é uma potencial mundial no setor e dever-se-ia avançar progressivamente à medida que a tecnologia for sendo aperfeiçoada e otimizada. Acredito que em 2030 a tecnologia esteja num estado avançado que permita a sua utilização numa percentagem significativa da aviação mundial.

## Respostas conjuntas Q17-Q18:

### GALP Energia: Gonçalo Barradas

A utilização de processos oleoquímicos, como o hidrotratamento ou hidrocraqueamento, e termoquímicos, como pirólise ou a gaseificação, ou mesmo a combinação de ambos possibilita inclusivamente a produção de componentes de gasóleo, como alternativa ao biodiesel sem limitações de incorporação.

O recurso a processos oleoquímicos permite utilizar unidades de refinação existentes sem investimentos relevantes, incrementando de forma faseada a substituição de componentes de origem fóssil contribuindo para a descarbonização da economia.

A grande vantagem destes biocombustíveis é que, constituem uma solução para todos os veículos (não apenas para os ligeiros), nomeadamente veículos pesados, máquinas agríco-



las ou de construção, marinha e aviação. Além disso, utilizam a frota atual e a infraestruturas existentes. Os benefícios poderão assim ser alcançados de forma mais rápida porque não dependem de uma eventual disrupção tecnológica nem da consequente renovação da frota.

Os biocombustíveis desta natureza poderão também constituir matéria-prima para a petroquímica permitindo a produção, por exemplo, de bioplásticos.

## Universidade do Minho: Madalena Alves

A fermentação de *syngas* parece-me uma tecnologia versátil e muito promissora. Para etanol está em TRL 8-9 – (Lanzatech); mas para outros combustíveis TRL mais baixa.

## APTTA: Rogério Pinheiro

Em sede do impacto da matéria em análise para o Transporte Aéreo, ousamos referir uma pequena nota introdutória, capaz de esclarecer as questões em debate.

A indústria do transporte aéreo quer efetivamente participar no objetivo de redução das emissões de CO<sub>2</sub> e tem desenvolvido esforços para alcançar as metas previstas para 2050. Para tanto necessita de contar com a participação da comunidade científica na busca da solução que evidencie um melhor custo-eficiência neste domínio. Por outro lado a própria indústria aeronáutica tem desenvolvido investigação científica própria e financiada investigação externa neste domínio.

De uma maneira geral e em matéria de combustível, a aviação carece de:

- ◆ Um combustível com densidade energética e elevada eficácia que permita voos longos sem escalas técnicas de reabastecimento;
- ◆ Um combustível que garanta uma viscosidade a baixas temperaturas, compatíveis com os patamares de voo utilizadas;
- ◆ Um combustível leve que não venha a incrementar o peso em voo;
- ◆ Um combustível suficientemente disseminado a nível mundial que permita a continuidade de voo e de abastecimento em ampla escala geográfica;
- ◆ Um combustível com um preço compatível ou menor em relação ao jet A1 ou ao AV Gas (este cada vez menos utilizado);
- ◆ Um combustível que não obrigue a alterações significativas ou mesmo substituição dos atuais motores.

Estas são as necessidades do setor aeronáutico nesta matéria dos combustíveis renováveis.

Dir-me-ão que se trata de um “Caderno de Encargos” exigente, o que é verdade, mas qualquer solução que não contemple estes requisitos contará com dificuldades ou impossibilidades de implementação.

Outro aspeto que nos parece relevante associa-se à necessidade imperiosa de que o diagnóstico que eleja a melhor solução para substituir os atuais combustíveis fósseis seja rápida e a partir daí que uma considerável parte da comunidade científica fixe as suas atenções e os seus trabalhos na otimização da solução eleita e que não se disperse por infinitas alternativas, levando a que cheguemos a 2050 e tudo esteja na mesma por ausência de alternativa estruturada e disponível, em tempo útil.

Em função das distâncias dos voos que pretendemos efetuar, podemos adotar tipologias de energia diferentes.

Por exemplo a Harbour Air está neste momento a preparar uma frota de hidroaviões movidos a energia elétrica, com o objetivo de garantir a mobilidade aérea em zonas urbanas e suburbanas. Trata-se de um modelo de aviação que permite este tipo de solução energética, por se tratar de voos com durações que rondam os 30 minutos com outro tanto de reserva como medida de segurança. Atualmente os estudos incidem na redução dos pesos, quer das baterias, quer dos respetivos motores elétricos.

A Harbour Air pensa fazer o seu voo inaugural em 2019 e possuir uma frota de 42 hidroaviões a explorar 12 rotas nas regiões de Seattle, Vancouver e Victoria, nos EUA.

Alguns estudos de tráfego aéreo assinalam que cerca de 75% dos voos realizados no planeta corresponderem a deslocamentos inferiores a 1600 km. Aqui constatamos a necessidade da investigação se focalizar neste objetivo, atendendo a que por esta via conseguimos garantir a eliminação de emissões de CO<sub>2</sub> de três quartos da aviação mundial, o que consideramos ser uma importante conquista neste domínio.

## Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Relativamente a estas questões em concreto e dada a especificidade do tema não temos opinião formada que possa contribuir para a discussão técnica.

## GALP Energia: Manuel Vasconcelos

A flexibilidade é importante pelo que não somos a favor da imposição de metas em setores como a aviação. Ainda assim, esta incorporação poderá ser promovida de outras formas (ex.: fatores multiplicativos).

## PRIOEnergy: Anabela Antunes

A incorporação de maiores percentagens de biocombustíveis poderia contribuir significativamente para a redução de GEE's e cumprimento das metas de renováveis, de uma forma rápida sem investimento adicional. O desenvolvimento e a comercialização destas misturas mais ricas de bioenergia (B15 a B100), podem favorecer a descarbonização do país, com vantagens económicas. O crescimento destas misturas, não necessita de investimentos em novas frotas e nem de importações de equipamentos dispendiosos, onde toda a rede de

distribuição e comercialização já se encontra desenvolvida. Com incentivos adequados, todos os operadores deste setor podem comercializar estes produtos renováveis. A Prio já comercializa B15, tendo clientes altamente satisfeitos com este produto, reportando melhorias nos consumos na ordem dos 5pct. Um outro caso de sucesso é parceria que a Prio tem com a Carris, onde atualmente já existem autocarros a circularem com biodiesel B100, há mais de 6 meses, com elevado grau de satisfação.

## Outros combustíveis renováveis (combustíveis sintéticos, *eletrofuels*)

**Q19: Transporte marítimo - Devemos apostar mais em infraestruturas portuárias de Gás natural comprimido/liquefeito que podem eficazmente ser abastecidas por bio-GNL/bio-GNC (biometano) obtido a partir de biomassa ou por tecnologias *Power-to-Gas*?**

**BioDourogas: Nuno Moreira**

Claramente que sim, esta será a única forma de descarbonizarmos os transportes marítimo. Os passos do desenvolvimento serão exatamente esses:

1. Enchimento com gás natural líquido;
2. Enchimento com Biometano líquido;
3. Enchimento com H<sub>2</sub> líquido.

Os métodos e equipamentos dos três passos são exatamente os mesmos.

**IPPortalegre: Paulo Brito**

Sim, acordo.

**RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas**

É uma discussão em curso no setor dos transportes marítimos. Uma solução apontada para reduzir as emissões de S no transporte marítimo pode passar numa primeira fase pela adoção de GN em transição, a médio prazo, para uso de H<sub>2</sub>.

## Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Relativamente a esta questão em concreto e dada a especificidade do tema não temos opinião formada que possa contribuir para a discussão técnica.

## GALP Energia: Manuel Vasconcelos

A Galp defende a neutralidade tecnológica, pelo que todas as soluções devem ser consideradas e seleccionados face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE e sustentabilidade.

## SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Em dados internacionais mostram que em relação ao mercado do gás natural a 1 de Abril de 2018 existiam 247 navios GNL e 110 construídos e possibilidade de mercado de se chegar aos 500 no ano de 2020. Se o mercado de utilização deste tipo de navios se mantiver a este ritmo de crescimento e a tecnologia de bio-GNL/bio-GNC (biometano) o acompanhar de forma a colmatar as necessidades poderá ser um turnover. No entanto, num mercado tão competitivo ao nível de custos de operação como o marítimo, a inserção de novas tecnologias bio-GNL/bio-GNC (biometano) ou de Biomassa ou tecnologias *Power-to-Gas* parecem apenas viáveis se forem em *blend* no combustível atualmente utilizado ou em *blend* com gás natural com gás natural.

## APETRO: José Alberto Oliveira

Como já referimos anteriormente, é importante respeitar o princípio da neutralidade tecnológica. Pelo que, não devem ser feitas escolhas por decisão administrativa, mas sim com base em análise custo-benefício.

## RNAE: Nuno Ferreira

Dever-se-á conceder neutralidade tecnológica e apostar nas que se revelarem mais eficazes face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE e consequente sustentabilidade ambiental.

## Combustíveis fósseis reciclados

### **Q20: Considera que Portugal deve incluir estes combustíveis como elegíveis para a meta nacional dos 14% nos transportes?**

#### Universidade do Minho Madalena Alves

Como está o mercado da produção de CDR em Portugal? Não seria de apostar em gasificação de CDR – e biometanação do *syngas* – incluindo por via biológica?

#### IPPortalegre: Paulo Brito

Sim, julgo que esse objetivo a ser incluído vem exigir que se avance com projetos nesta área, situação que julgo vantajosa em termos estratégicos para o país.

#### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Sem dados sobre a viabilidade técnica dos processos. Dong Energy encontra-se a desenvolver tecnologia neste sentido.

<https://www.businessgreen.com/bg/news/2447966/dong-energy-reveals-plan-for-world-first-enzyme-enabled-waste-to-energy-plant>

#### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Atendendo a que já existem combustíveis alternativos, testados e com eficácia comprovada para serem utilizados no setor dos transportes não devem os combustíveis fósseis reciclados ser considerados para efeitos do cumprimento da meta nacional dos 14% nos transportes.

#### Luís Simões: Cláudia Simões

Sem a correta análise das implicações da utilização destes biocombustíveis nas emissões de GEE, não faz sentido a sua promoção. Procura-se caminhar para um futuro mais sustentável.

#### GALP Energia: Manuel Vasconcelos

Uma vez que também contribuem para a descarbonização e promoção de uma economia circular não vemos porquê excluir estes combustíveis da meta nacional dos 14% nos transportes.

## SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

Este tipo de combustíveis deverá ser incluído como elegível tanto no setor dos transportes. Apesar de este tipo de combustíveis fósseis reciclados não poderem fazer parte do plano nacional de biorrefinarias há cada vez mais conhecimento e alguns processos que permitem a sua conversão.

Tudo o que leve à reutilização energética e evite a deposição em aterro deste tipo de resíduos deve ser promovida e incentivada.

## APETRO: José Alberto Oliveira

Claro que sim, porque numa análise de ciclo de vida completo, contribuem claramente para a redução das emissões de GEE.

## RNAE: Nuno Ferreira

Sim. É uma forma para a sua valorização energética e, sobretudo, para a sua eliminação, diminuindo espaço/volume ocupado em aterro, custos de operação em aterro e custos associados à taxa de gestão de resíduos. Os CDR - Combustíveis Derivados de Resíduos - ao passarem a ter como solução de valorização a coincineração poderão assumir uma mais-valia ambiental e económica, podendo identificar-se como um recurso ou "produto" e não um "resíduo".

## PRIOEnergy: Anabela Antunes

Consideramos que todas as formas de utilização de resíduos, tal como os combustíveis fósseis reciclados, devem ser incluídos como elegíveis para as metas nacionais nos transportes, sendo esta uma forma de promover a economia circular e a descarbonização do país.

# Roteiro Nacional para os Biocombustíveis Avançados no âmbito do PNEC 2030 e do RNC2050

## Q21: Como prevê a evolução da mobilidade elétrica?

### IPPortalegre: Paulo Brito

Crescente mas a exigir investimentos na infraestrutura.

## RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Crescerá nas próximas décadas.

## Resíduos Nordeste: Paulo Praça

A mobilidade elétrica deverá ter um crescimento significativo no curto/médio prazo. O desenvolvimento do setor da mobilidade elétrica associado ao alargamento da rede de postos de carregamento elétrico terá com toda a certeza um impulso significativo na mobilidade elétrica.

## GALP Energia: Manuel Vasconcelos

Mobilidade elétrica na descarbonização só será efetiva quando a adição de nova capacidade de energia elétrica de fonte renovável e correspondente produção, exceder o acréscimo de consumo de eletricidade para a mobilidade. Caso contrário, esse consumo far-se-á com eletricidade de origem fóssil, com as correspondentes emissões associadas e sem um contributo positivo para a redução de emissões de CO<sub>2</sub>.

## APETRO: José Alberto Oliveira

A mobilidade elétrica tem o seu campo de eleição nos transportes urbanos incluindo os “modos leves”, os veículos ligeiros e os pesados de passageiros. Devido a limitações de peso/espço e autonomia não deverão ter grande penetração no transporte rodoviário de longa distância e não se antevê a sua contribuição nos modos, marítimo e aéreo.

## RNAE: Nuno Ferreira

Continuará a crescer, contudo é necessário garantir o reforço da rede e a introdução de sistemas inteligentes de gestão de cargas, para que o crescimento do mercado de soluções de mobilidade elétrica seja acompanhado por uma infraestrutura que garanta o seu abastecimento e fluidez. É também fundamental que se desenvolvam as chamadas comunidades energéticas, permitindo o surgimento de projetos de energia renovável descentralizados. Os edifícios deverão ser elementos importantes no armazenamento de energia renovável permitindo o carregamento bidirecional ou V2G (*vehicle to grid*), assegurando a modulação do carregamento ou descarregamento da bateria do automóvel em função das necessidades do utilizador e da oferta de eletricidade.

**Q22: Será que a opção “baterias” pode conduzir a uma pressão na REN que pode tornar-se insustentável para o consumidor final (que suportará os sucessivos agravamentos da energia devido às constantes necessidades de investimento de reforço da rede)?**

TermoGreen: Paulo Preto dos Santos

Sim, será insustentável.

IPPortalegre: Paulo Brito

Julgo que sim. A nossa infraestrutura não está preparada para um grande crescimento de veículos elétrico nem para o carregamento rápido.

APETRO: José Alberto Oliveira

A opção “baterias” e a proliferação de pontos de carregamento irá gerar necessidades de investimento na rede que certamente se poderão repercutir no valor das tarifas a suportar pelo consumidor. Para além disto, haverá a considerar eventuais custos para a instalação e operação de postos de carregamento privados.

RNAE: Nuno Ferreira

Poderá, se não forem tomadas medidas como a introdução de sistemas de autorregeneração de veículos elétricos, construção de faixas em autoestradas que permitam carregar a bateria em andamento (e.g. Suécia e China) ou até a preparação de edifícios e infraestruturas para carregamento bidirecional ou V2G (*vehicle to grid*). (e.g. Noruega, ...).

**Q23: A médio-prazo (2030 e para além) as pilhas de combustível irão substituir as baterias, na mobilidade elétrica?**

TermoGreen: Paulo Preto dos Santos

Sim, de forma a contornar a pressão mencionada na questão 22.

IPPortalegre: Paulo Brito

Julgo que se irão completar num *mix*.



## RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Será possível, desde que custos de produção e armazenagem de H<sub>2</sub> se reduzam. *Fuel cell* alimentadas com H<sub>2</sub> gerado a partir de etanol (e.g veículos em desenvolvimento pela Nissan), podem ser uma solução interessante.

## Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Somos da opinião de que a curto médio prazo as pilhas de combustível e as baterias se vão complementar na mobilidade elétrica. Possivelmente no longo prazo a evolução passará pelas pilhas de combustível.

## APETRO: José Alberto Oliveira

Ambas as tecnologias irão coexistir no curto-médio prazo. A sua evolução tecnológica e os custos associados irão ditar a quota de mercado de cada uma.

## RNAE: Nuno Ferreira

É muito provável que venha a existir um *mix* das duas soluções (nova geração de baterias elétricas e células/pilhas e combustível a hidrogénio/etanol). Contudo deverão ser privilegiadas as mais eficazes face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE, sustentabilidade ambiental e eficiência energética.

## **Q24: Considerando que as pilhas de combustível na mobilidade poderão utilizar tanto hidrogénio como etanol como fonte de combustível para produzir eletricidade, qual o custo-eficiência preferível:**

- i) Utilizar uma infraestrutura de distribuição de etanol (em cima da atual dos combustíveis fósseis) ou
- ii) Criar uma infraestrutura nacional apenas para armazenamento de hidrogénio?

## IPPortalegre: Paulo Brito

Julgo que é preferível uma estrutura de distribuição de hidrogénio.

## RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

A 2ª opção será mais dispendiosa, os custos de compressão e armazenagem de H<sub>2</sub> comprimido têm de ser considerados.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Relativamente a esta questão em concreto e dada a especificidade do tema não temos opinião formada que possa contribuir para a discussão técnica.

### APETRO: José Alberto Oliveira

Mais uma vez a evolução tecnológica e a respetiva análise custo-eficácia ditará as soluções vencedoras.

### RNAE: Nuno Ferreira

Deverá ser adotada a solução tecnológica que se revelar mais favorável face ao seu custo/benefício na redução das emissões de GEE e sustentabilidade ambiental.

## Respostas conjuntas Q21-Q24

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

É difícil comentar este tipo de mercado, não se encontra no âmbito do nosso conhecimento de pesquisa ao nível de potenciais combustíveis para utilização energética.

## **Q25: Existe atualmente em Portugal um ambiente propício para investir em biocombustíveis avançados? Explique a sua opinião.**

### Biovegetal: João Paulo Domingues

A instabilidade do enquadramento legislativo na promoção da utilização de energias renováveis nos transportes (com várias alterações desde 2006 por vezes profundas) não favorece investimentos nesta área, menos ainda, em nossa opinião, se se tratar de novas ou tecnologias de ponta para produção de biocombustíveis avançados.

### TermoGreen: Paulo Preto dos Santos

Existem 2 projetos em curso:

- ◆ Um grande em Sines classificado como PIN;
- ◆ Um outro em Porto-de-Mós, pequeno, não propriamente para biocombustíveis

líquidos, mas sim para produção de energia elétrica após a extração de essências e compostos de alto valor acrescentado com origem em biomassa.

### IPP Portalegre: Paulo Brito

Julgo que sim. Está a haver um conjunto de vontades políticas e da indústria, que julgo vai no sentido de se avançar com projetos industriais significativos. O *LabCok BioRef* pode ser uma grande ajuda.

### Florecha: Carlos Amaral Neto

As condições favoráveis ao investimento em biocombustíveis avançados existem (acesso a financiamento bancário e comunitário, p. ex.), embora seja necessário considerar aspetos que podem carecer de intervenção. Por um lado, o crescimento da procura de biomassa deve ser ponderado com a produção atual e potencial dos espaços florestais e agrícolas. A facilitação entre os interlocutores ligados à produção de matéria-prima, indústria e tomadores de produto final é também importante. Poderá ser importante, também, desburocratizar processos de licenciamento e autorizações, acelerando o desenvolvimento dos projetos. Atualmente, o tempo que decorre entre estudos de engenharia, candidaturas a financiamentos e licenciamento pode ser demasiado longo quando comparado com projetos alternativos, o que pode determinar o interesse de investidores.

### RAIZ – NAVIGATOR: Alexandre Gaspar e Colegas

Com a transposição da diretiva RED II, regulando a introdução destes combustíveis na próxima década, sim.

### SOVENA: Marina Reis

Toda a instabilidade resultante das várias alterações desde 2006 do enquadramento legislativo na promoção da utilização de energias renováveis nos transportes, não favorecem em nada os investimentos nesta área. Se a este facto acrescentarmos ainda que o conhecimento actual sobre as novas tecnologias para produção de biocombustíveis avançados estarem ainda num estado muito embrionário, resulta que o ambiente para novos investimentos se torna ainda menos propícios.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

O objetivo de tornar a economia portuguesa neutra em carbono no ano 2050 deve ser entendido como uma janela de oportunidade para o desenvolvimento dos biocombustíveis avançados.

### Luís Simões: Cláudia Simões

A mobilidade elétrica está a ganhar o seu lugar, com especial enfoque nas cidades. É aqui que a utilização de veículos elétricos no transporte urbano tem maiores vantagens, pela redução do ruído e da melhoria das condições de vida (redução de emissões), claramente em crescimento.

O aumento dos custos da rede é uma consequência do aumento dos serviços a prestar, não haverá razão para aumentar o custo da rede ao utilizador.

### GALP Energia: Manuel Vasconcelos

O RNC2050 não é uma boa base para a promoção dos biocombustíveis, inclusive avançados.

### APETRO: José Alberto Oliveira

A atual regulação das emissões de GEE e a carga fiscal associada apenas favorecem a mobilidade elétrica, não contemplando as reduções de emissões de GEE conseguidos com a utilização de biocombustíveis avançados, e outros combustíveis líquidos de baixo teor de carbono. É necessário avançar rapidamente para uma análise de ciclo de vida completo que permitirá ter em conta a contribuição destes combustíveis para o objetivo da descarbonização dos transportes. Aquela mesma realidade parece estar presente no PNEC 2030 e no RNC2050.

### RNAE: Nuno Ferreira

Portugal tem vindo a transpor para o direito nacional as diretivas europeias sobre biocombustíveis avançados, designadamente a aprovação de um Quadro de Ação Nacional para desenvolvimento de combustíveis alternativos e implantação de infraestruturas (conforme o Decreto-Lei 60/2017, de 9 de Junho). Este incremento vai ao encontro da proposta da Comissão para a revisão das Diretivas Renováveis e Eficiência Energética na qual se retoma a aposta na investigação sobre métodos de fabrico de biocombustíveis de terceira geração.

### PRIOEnergy: Anabela Antunes

Portugal está profundamente comprometido com o objetivo de descarbonizar o setor energético nos transportes, o qual a indústria tem feito todos os esforços, investindo no desenvolvimento de novas tecnologias, para que Portugal consiga cumprir com os seus objetivos. Entendemos que temos pela frente uma oportunidade para continuar a aprofundar a energia verde, a aposta nas novas tecnologias e a eficiência energética com base em dois paradigmas coerentes: a sustentabilidade ambiental e financeira.

Os biocombustíveis avançados terão um peso importante na transição energética, uma vez que toda a infraestrutura para a sua distribuição está criada e disponível. É necessário garantir a continuidade das apostas realizadas no desenvolvimento de tecnologias que geram energia renovável na UE, particularmente as que utilizam matéria-prima residual, por forma a cumprir a meta dos 10% de energias renováveis para o consumo final no setor dos transportes em 2020 e 14% em 2030.

O biodiesel é o biocombustível atualmente mais utilizado na Europa. Mais recentemente a Agência Internacional de Energia (AIE) concluiu que a produção de biocombustíveis para o transporte cresceu 6% em 2018. A AIE considera que, para atingir a meta de 2030, o uso de biocombustíveis precisa triplicar, impulsionado pela redução de custos de biocombustíveis avançados (*Global Energy & CO<sub>2</sub> Status Report 2018*).

## **Q26: Que outras medidas são necessárias tomar em Portugal no horizonte 2030?**

### **Biovegetal: João Paulo Domingues**

A principal é a estabilidade legislativa – o caminho a percorrer em 2021-2030 deve ser bem traçado e com garantia de viabilidade – a visão estará bem definida na Diretiva, no entanto, na sua adaptação à realidade nacional nenhum setor da cadeia de valor (indústria) ou os consumidores devem ser prejudicados.

### **Universidade do Minho: Madalena Alves**

Focando no Biometano a partir de biogás:

Implementar medidas de promoção da produção de biogás através da DA de biomassas de diferentes tipos. Olhar para este setor como multifuncional e não apenas do lado energético. Uma instalação de biogás bem estruturada deve ser uma mais-valia do ponto de vista ambiental (tratamento e co-tratamento de resíduos), do desenvolvimento rural (criação de empregos locais), do ponto de vista da agricultura (limitação d uso de fertilizantes químicos e gestão de digeridos) e finalmente se em determinada dimensão do ponto de vista energético, especialmente se houver produção de biometano e injeção na RGN. O problema em PT é a desconfiança e más experiências passadas. Não basta comprar tecnologias provadas, todo o contexto legislativo tem de ser favorável. Por exemplo a tarifa de venda dos produtos tem de ser inteligente e diferenciada para promover aspetos a desenvolver, sejam aspetos paisagísticos, de desenvolvimento tecnológico ou dimensão das instalações (neste ponto a Alemanha é um caso paradigmático, mas a importação de exemplos de fora é tudo menos linear).

Se Portugal quiser ser um país Pro-Biogás terá de criar condições muito bem pensadas de forma holística para tal acontecer. Nunca aconteceu até agora e não tenho a certeza que

possa vir a acontecer. Nesse caso não fará sentido falar em biometano em transportes, acho eu, porque não vai haver biogás para fazer biometano.

### IPPortalegre: Paulo Brito

Estar claramente contemplados apoios aos novos combustíveis, nomeadamente, o hidrogénio e o biogás.

### Florecha: Carlos Amaral Neto

O tema da bioeconomia cruza diferentes domínios: economia, energia, ambiente, florestas e agricultura. É crucial que haja uma integração consistente das diversas políticas setoriais e dos seus instrumentos económicos. Por exemplo, é muito importante garantir que as externalidades positivas da utilização de biomassa é suportada por dados quantitativos, evitando criar incentivos que provoquem a distorção do mercado ou o favorecimento de certas tecnologias em detrimento de outras (ou dos incumbentes em relação aos novos agentes no setor).

Um Observatório, Grupo de Trabalho ou Comissão para a Bioeconomia, que garantisse a representatividade dos diversos *stakeholders* e agentes e que tenha carácter permanente, seria crucial a promoção do setor.

### SOVENA: Marina Reis

É fundamental garantir estabilidade legislativa e uma transposição da diretiva RED II participada por todos os *stakeholders* do setor.

### Resíduos Nordeste: Paulo Praça

Regulamentar as normas técnicas de produção e comercialização do biometano:

- ◆ Apoiar o crescimento da mobilidade elétrica;
- ◆ Reforço da rede de abastecimentos de GNV.

Promover e incentivar a potencialidade dos resíduos sólidos urbanos no mercado dos bio-combustíveis.

### GALP ENERGIA: Manuel Vasconcelos

Medidas de promoção da descarbonização não ligadas exclusivamente à eletrificação nos transportes.

## APETRO: José Alberto Oliveira

- ◆ Respeitar o princípio da neutralidade tecnológica;
- ◆ Apoiar, igualmente, todas as tecnologias na fase de I&D;
- ◆ Avaliar a sua contribuição para redução dos GEE numa análise de ciclo de vida completo;
- ◆ Ter em conta a importância das infraestruturas existentes promovendo a sua adaptação/utilização com novas formas de energia;
- ◆ Pugnar para se avançar para um sistema de preço de carbono transversal a toda a economia.

## RNAE: Nuno Ferreira

- ◆ Valorização energética dos CDR's;
- ◆ Medidas de descarbonização no setor da indústria;
- ◆ Enquadramento legislativo reforçado que permita aumentar a confiança dos investidores em soluções tecnológicas mais sustentáveis;
- ◆ Introdução de novos biocombustíveis emergentes (e.g. biobutanol - tem um comportamento semelhante ao da gasolina no processo de combustão, sem causar a mesma poluição. Produzido por uma bactéria, conhecida como TG57 (*Thermoanaerobacterium thermosaccharolyticum*), que se encontra presente nos restos de biomassa resultando da produção de cogumelos, que converte diretamente os restos de celulose em biobutanol);
- ◆ Novos biocombustíveis a partir da biomassa procedente de restos da poda florestal, arbustos, vinhas e produção de kiwi).

## PRIOEnergy: Anabela Antunes

É necessário apostar em medidas diferenciadoras para os biocombustíveis, de forma a fomentar a descarbonização da economia, nomeadamente dando destaque aos biocombustíveis avançados que utilizam resíduos na sua produção, estimulando a economia circular do país.

Atualmente a bioenergia é penalizada fiscalmente em Portugal, mais do que em qualquer outra fonte de energia de baixo carbono. A Bioenergia suporta um ISP e uma Taxa de Carbono igual ao do petróleo e seus derivados, apesar de ter emissões de GEE substancialmente mais baixas. A utilização de biocombustíveis avançados, nomeadamente de óleos alimentares usados (OAU), tem benefícios ambientais. O uso destes biocombustíveis avançados reduz de forma significativa as emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE), evitando a poluição de águas, florestas e ambiente. É necessário ter um tratamento fiscal diferencia-

do entre combustíveis fósseis e biodiesel. Uma forma de corrigir a indiferenciação atual da taxa de carbono seria uma alteração à fórmula do artigo 92º-A do DL 73/2010, ajustada à realidade dos combustíveis ilustrando os GEE efetivos da matéria-prima usada.

A utilização de misturas mais ricas de bioenergia, onde a incorporação de maiores percentagens de biocombustíveis poderia contribuir significativamente para a redução de GEE's e cumprimento das metas de renováveis, de uma forma rápida e sem investimento adicional.

Considerar as misturas de FAME com gasóleo, no âmbito da Portaria do gasóleo profissional, de acordo com os limites técnicos definidos do DL 89/008 de 30 de maio. O combustível B15, atualmente já comercializado em Portugal, cumpre com todos os parâmetros técnicos do gasóleo rodoviário, sendo compatível com a generalidade dos motores a diesel. A legislação Espanhola já prevê a incorporação de biocombustível em teores superiores a 7%, no gasóleo profissional. Este seria mais um passo para diminuir as diferenças existentes com Espanha, no gasóleo profissional.

A manutenção da dupla contagem é indispensável para o cumprimento da meta de renováveis nos transportes. Consideramos que a continuação da isenção de taxa nos TdB's de dupla contagem é essencial para a promoção da bioenergia, como forma de incentivo ao seu desenvolvimento no país. A aplicação de uma taxa na emissão de TdB's de dupla contagem, significa uma dupla oneração na produção de biocombustíveis a partir de matérias-primas residuais, pois quem produz biodiesel utilizando como matéria-prima OAU, paga o dobro da sua "parte justa" dos sistemas de controlo e fiscalização.

Uma medida deveria ser a solicitação por parte de Portugal na proposta à EU a não aplicação deste CAP de 1,7% nos OAU na RED II, tal como outros países já o fizeram.

A UE deixa bem claro que esta decisão de aplicação de CAP pode ser eliminada a pedido do Estado-Membro. Consideramos que Portugal tem fundamentos para a eliminação deste CAP (mais até que os próprios Estados-Membro que já garantiram a sua eliminação), tais como:

- ◆ Portugal não tem condições agrícolas para produzir colza ou soja, de forma competitiva na UE;
- ◆ Atualmente Portugal produz mais biocombustíveis a partir de OAU que o CAP permite, sendo que este CAP foi criado tendo por objetivo fazer crescer a sua produção e não reduzir;
- ◆ Portugal tem tecnologia única de produção de Biodiesel a partir de OAU, tendo já investido bastante no seu desenvolvimento;
- ◆ Portugal é acessível a esta matéria-prima, sendo que ainda existe muito OAU por recolher. Aliás é neste ponto que se deveriam criar condições e promover a recolha de OAU no País, pois é necessário recuperar o volume de óleo alimentar colocado no mercado nacional, promovendo a economia circular, para benefício da sustentabilidade ambiental.



Portugal deveria promover a recolha de óleos alimentares usados, através da criação de uma entidade gestora dos OAU (essencialmente domésticos), tal como já existem diversas entidades que gerem praticamente todos os outros resíduos recicláveis, onde esta entidade seria suportada pela venda dos OAU.

## Respostas conjuntas Q25-Q26

### SECIL: Margarida Mateus (em nome de Ângela Nunes)

No nosso entendimento atualmente e devido à nossa própria experiência o ambiente não é o mais propício para estes investimentos devido à elevada burocracia que existe para licenciar novos produtos e processos, mesmo quando estes se encontram dentro dos atuais pontos do plano nacional para as biorrefinarias.

Contudo a Secil tem vindo cada vez mais a apostar numa maior eficiência energética para diminuir a sua pegada de CO<sub>2</sub>, apresentando atualmente, à primeira biorrefinaria numa fábrica de cimento recorrendo ao processo de liquefação de resíduos lenhocelulósicos. Este processo leva à produção de um biolíquido que só por si pode ser queimado nos fornos de cimento como um combustível alternativo ao *Petcoke*. O seu poder calorífico encontra-se num intervalo entre os 25-30 MJ/ton com uma densidade de 1,2. Este produto pode ser ainda sofrer um *upgrade* para a sua transformação para biocombustível avançado, trabalho que se encontra a ser elaborado. Sendo a proveniência destes biolíquidos de resíduos lenhocelulósicos, pela legislação actual, pode-se considerar como fonte com baixa ou quase nula fonte de CO<sub>2</sub>.

Achamos que para um horizonte de 2030 deveria ser elaborado um grupo de apoio para as novas tecnologias emergentes que levem à produção de biocombustíveis avançados e biolíquidos, que não estão declarados na pauta aduaneira e que permitam a sua utilização não só na parte energética como para mobilidade. Desta forma, seria mais fácil que novas tecnologias, como as que irão aparecer no âmbito do plano nacional para as biorrefinarias, apresentem um licenciamento de produto e processo mais rápido permitindo às empresas que as pretendam utilizar uma forma mais célere do que o contexto atual.



# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

## Energia eólica

José Carlos Matos  
Teresa Simões

**Coordenador do Fórum:** Hélder Gonçalves (LNEG) - [helder.goncalves@lneg.pt](mailto:helder.goncalves@lneg.pt)

**Coordenador do Grupo de Trabalho (GT):** José Carlos Matos (INEGI) - [jmatos@inegi.up.pt](mailto:jmatos@inegi.up.pt)

**Relatora do GT:** Teresa Simões (LNEG) - [teresa.simoos@lneg.pt](mailto:teresa.simoos@lneg.pt)

**Relatora do Fórum:** Justina Catarino (LNEG) - [justina.catarino@lneg.pt](mailto:justina.catarino@lneg.pt)

**Core Group:**

António Sá da Costa	Manuela Fonseca
Paulo Ribeiro	Rui Castro
João Peças Lopes	António Couto

**Grupo alargado:**

Álvaro Rodrigues	Ana Rita Silva	Fernando Marques da Silva	José Miguel Oliveira
Afonso Coelho	António Esteves	João Maciel	Luís Frolen
Ana Estanqueiro	António Joyce	Jorge Vasconcelos	Margarida Fontes
Ana Quelhas	Carlos Rebelo		Rui Pestana

# ENERGIA EÓLICA

Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

# ENERGIA EÓLICA

## Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

### Índice

Resumo	139
1. Introdução	141
2. A situação atual da Eletricidade Eólica em Portugal	142
3. A contribuição do setor eólico para a eletrificação da matriz energética	146
3.1 Nova potência	146
3.1.1 Planeamento da instalação de nova capacidade eólica	146
3.1.2 Sobre-equipamento	148
3.1.3 <i>Repowering</i>	149
3.2 Serviços de sistema	150
3.3 Monitorização e gestão de ativos	152
3.4 Regulamentação Técnica e Administrativa	154
3.4.1 Enquadramento regulatório – Ambiente e Energia	154
3.5 Mecanismos de Remuneração	160
3.6 Outros desafios	161
3.6.1 Armazenamento ligado à geração eólica	164
3.6.2 Capacidade da Tecnologia para prestação de serviços de rede	164
3.6.3 Outras aplicações da tecnologia eólica	166
4. Cadeia de valor do setor eólico	168
4.1 Economia circular	170
5. Resposta SCT e transferência de valor para o setor industrial	172
6. Contribuição para a discussão pública do PNEC 2030	175
6.1 Medidas propostas pelo grupo de trabalho de Energia Eólica por objetivo do PNEC 2030	178
7. Notas Finais	184
Referências	186

# ENERGIA EÓLICA

## Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

### Índice de Figuras

Figura 1 – Capacidade eólica instalada em Portugal - 2019	142
Figura 2 – Evolução da geração de eletricidade de base eólica vs. Consumo de eletricidade em Portugal Continental 2006 – 2019	143
Figura 3 – Capacidade instalada até ao final de 2019 correspondente a Mini-Microprodução e UPAC-UPP	144
Figura 4 – Produção descentralizada de energia por via de FER até ao final de 2019	145
Figura 5 – Capacidade (MW) <i>versus</i> idade do Parque Eólico Nacional existente	149
Figura 6 – Dependência do erro da previsão eólica em função do horizonte temporal	162
Figura 7 – Identificação e avaliação dos serviços de rede prestados pelas tecnologias eletroprodutoras	165
Figura 8 – Tipologia de medidas definidas no âmbito do Fórum das Renováveis 2020, como contribuição para o PNEC 2030	178

### Índice de Tabelas

Tabela 1 – Propostas para procedimentos de licenciamento ambiental	158
Tabela 2 – Direções para atuação futura	169





# ENERGIA EÓLICA

## Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

### Resumo

Portugal encontra-se atualmente numa fase de preparação para uma transição energética que enfrenta um conjunto de desafios em vários setores da Energia de forma a acompanhar as políticas e o desenvolvimento europeu nesta matéria. Para tal é necessária uma maior participação da sociedade bem como dos atores mais relevantes no setor energético Português. Perspetiva-se um papel mais ativo por parte dos consumidores, quer em termos de opções no mercado, quer no que respeita a opções de autoconsumo de energia elétrica, a crescente utilização de veículos elétricos e a procura de soluções de armazenamento assumem um papel da máxima importância num sistema que se pretende dentro de alguns anos, tendencialmente 100% renovável. Da mesma forma, caminhamos para um sistema energético mais competitivo, descentralizado e participativo – *Positive Energy Districts*, *Net Zero Energy*, pelo que é necessário planear de forma estruturada e otimizar soluções energéticas sustentáveis e eficientes.

Neste contexto, é importante considerar o papel determinante que o setor das Energias Renováveis pode ter no contexto da economia nacional e abordar de que forma se poderá efetivar um *cluster* industrial nacional das Energias Renováveis.

Assim, o LNEG tomou a iniciativa de organizar o Fórum das Energias Renováveis 2020, com o objetivo de realizar um conjunto de discussões nas várias vertentes das energias renováveis. Neste sentido, foram formados diversos grupos de trabalho na área das energias renováveis, reunindo diversos peritos e intervenientes no setor energético, com vista a criar um conjunto de documentos de trabalho com as preocupações e indicações sobre o ponto onde nos encontramos no setor das energias renováveis em Portugal, e o que há a fazer para assegurar a continuidade do seu desenvolvimento.

Face ao exposto, este documento refere-se à área da Energia Eólica e apresenta a visão de diversos intervenientes deste setor das energias renováveis, e pretende ser uma reflexão do que são os desafios e oportunidades na área da Energia Eólica, bem como a sua contribuição para a transição energética que se avizinha. Apresenta-se ainda a contribuição deste grupo de trabalho para a discussão pública do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030).



# 1. Introdução

A eletricidade de origem eólica cresceu em Portugal de forma acentuada, em particular na primeira década do séc. XXI. No entanto, apesar deste crescimento marcante, o potencial eólico em Portugal está longe de se esgotar, e dele espera-se um contributo expressivo no *mix* energético previsto no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) (PT, 2019) no horizonte temporal 2020-30, e no Roteiro de Neutralidade Carbónica (2020-2050) (GovPT, 2019), ambos alinhados com as opções governativas num contexto europeu.

Da mesma forma, e em consonância com o que se passa no resto da Europa, Portugal encontra-se atualmente numa fase de transição do paradigma energético onde o setor das energias renováveis assume um papel da máxima relevância. Neste contexto, o presente documento pretende apresentar o estado atual do setor eólico, as barreiras ao seu desenvolvimento e uma reflexão sobre um conjunto de tópicos instrumentais para o desenvolvimento deste setor e da sua contribuição para o setor elétrico nacional.

Neste sentido, o LNEG iniciou um ciclo de discussão incluindo diversos grupos de trabalho na área das energias renováveis, reunindo diversos peritos e intervenientes na área das renováveis, para criar um conjunto de documentos de trabalho com as preocupações e indicações sobre o ponto onde nos encontramos no setor das energias renováveis em Portugal, e o que há a fazer para assegurar a continuidade do seu desenvolvimento.

Foram igualmente discutidas as propostas apresentadas na versão provisória do Plano Nacional de Energia e Clima – PNEC 2030, as quais foram posteriormente enviadas para a entidade responsável pela consulta pública deste documento. No período de consulta pública, estas propostas e o resultado das discussões realizadas nos vários grupos de trabalho do Fórum, foram apresentadas num evento público realizado no LNEG em maio de 2019.

Este documento representa o resultado das discussões efetuadas no seio do grupo de trabalho da Área de Energia Eólica, onde se incluem os membros do *core group* de Energia Eólica e os membros do Grupo Alargado, e pretende refletir as preocupações e as ideias apresentadas pelos participantes para o desenvolvimento desta área do aproveitamento das fontes renováveis de energia.

Realça-se, no entanto, que muito embora os pontos aqui presentes tenham sido objeto de reflexão por parte dos membros do grupo de trabalho, outras questões devam ser ainda objeto de discussão nesta temática. Considera-se por isso, este documento como um trabalho em curso, aberto a contribuições e de livre discussão de forma a refletir as preocupações e ideias de todos os intervenientes direta ou indiretamente envolvidos no setor eólico português.

## 2. A situação atual da eletricidade eólica em Portugal

O aproveitamento do potencial eólico em território Nacional encontra-se numa fase muito avançada restando, ainda assim, vários locais para a instalação de mais capacidade eólica, e sendo expectável que, em terra e com o aproximar do fim de vida útil das atuais turbinas eólicas, sejam implementadas opções como a substituição de equipamentos por outros mais modernos e evoluídos, mantendo (ou não) as infraestruturas de interligação à rede. Este processo, vulgarmente designado por *repowering*, está a ser encarado como o próximo passo neste setor, numa perspetiva de sustentabilidade económica dos investimentos.

Em 2019, as centrais eólicas portuguesas entregaram ao sistema 13,7 TWh, (DGEG, 2019), o equivalente a cerca de 26,7 % do consumo de eletricidade do País. Em 2018 e pelo terceiro ano consecutivo, a energia eólica cobriu mais de 100% do consumo de energia elétrica durante algumas horas, sem que tenham sido reportados pelo operador do sistema quaisquer problemas técnicos, tendo-se esta tendência mantido em 2019.

Em 2019 houve um acréscimo da capacidade instalada, que se refletiu num crescimento de cerca de 69MW, totalizando 5437MW, o que correspondeu a 261 parques eólicos e 2801 turbinas eólicas, (DGEG, 2019)<sup>1</sup>.

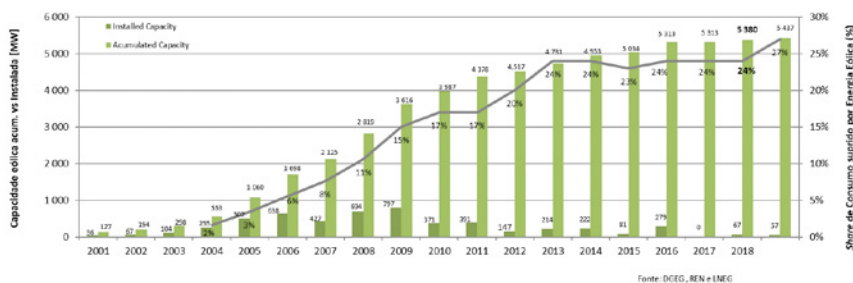


Figura 1 – Capacidade eólica instalada em Portugal - 2019

1- Valores provisórios à data de elaboração deste documento

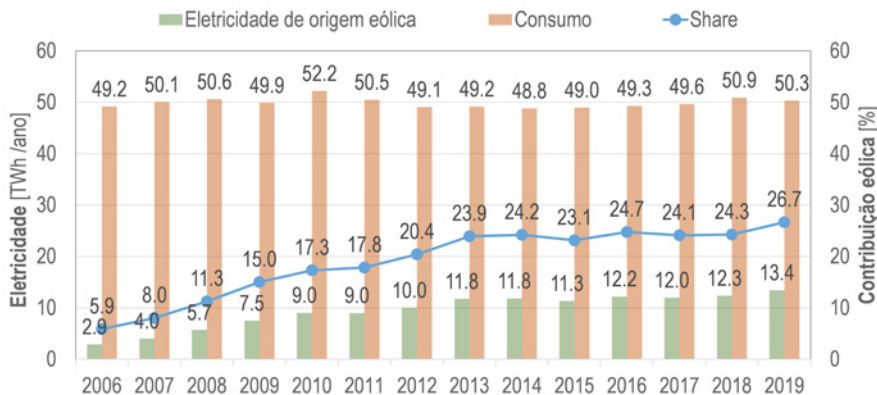


Figura 2 – Evolução da geração de eletricidade de base eólica vs. Consumo de eletricidade em Portugal Continental 2006 – 2019 (Fonte REN e INEGI)

Em 2019, as metas de capacidade de energia renovável foram revistas e, seguindo as diretivas Europeias, foi publicado o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030).

As novas metas para 2030 definidas no Plano Nacional de Energia e Clima correspondem a; Redução de 45% a 55% dos gases de efeito estufa em relação a 2005 (anteriormente 30% a 40%); 35% de eficiência energética (anteriormente 30%) e 47% incorporação de renováveis na demanda final de energia (anteriormente 40%).

Em 2019, o Roteiro para a neutralidade carbónica 2050 (RNC2050) também foi publicado por meio da Resolução do Conselho de Ministros (RCM) nº 107/2019. Ambos os planos garantem a coerência política entre as áreas de clima e energia para descarbonizar a economia, levando em consideração uma perspetiva de longo prazo (2030-2050). As metas nacionais propostas de energia renovável para 2030 são ambiciosas e a capacidade esperada de energia eólica está entre 8,0 e 9,2 GW (incluindo procedimentos de sobre-equipamento e repotenciação (ou *repowering*)) e 100MW para sistemas de energia eólica *offshore*. Comparados com a capacidade instalada atual, esses números representam um aumento de mais de 30%. A atual capacidade instalada total de energia eólica instalada em terra é de 5437 MW, encontrando-se em instalação o primeiro parque eólico *offshore* na costa Portuguesa (com uma capacidade de aproximadamente 25 MW). O atual valor de capacidade acumulada supera a meta definida para 2020. No entanto, considerando os objetivos ambiciosos definidos no PNEC para 2030 ainda há muito trabalho a fazer, o qual envolve todos os atores intervenientes no setor eólico, tais como, entidades governamentais, decisores políticos, *stakeholders*, entre outros.

Apesar de o nível elevado de maturidade da tecnologia eólica no sistema elétrico Português, subsistem alguns desafios que importa identificar e procurar soluções que permitam a sua plena integração. Um dos desafios passa por melhorar a qualidade das previsões de

produção eólica em diferentes contextos, por exemplo, participação nos diferentes produtos do mercado Ibérico de eletricidade (MIBEL), realização otimizada das operações de manutenção das infraestruturas dos parques eólicos, etc. Este tópico torna-se ainda mais relevante num cenário de elevada penetração desta tecnologia, e com o progressivo decréscimo do volume de fontes de energia renováveis FER com tarifa garantida e entrada de produtores renováveis diretamente para o mercado liberalizado. Contudo, no atual “desenho” do MIBEL, todos os produtores de energia participam de acordo com as mesmas regras, sejam eles produtores de fontes de energia convencionais e facilmente reguláveis, sejam eles produtores de fontes estocásticas, como a energia eólica. No entanto, devido à natureza estocástica da geração de eletricidade de origem eólica ainda são observados erros significativos nos atuais sistemas de previsão, sobretudo para horizontes temporais mais elevados. Estes erros são contrabalançados nos mercados de reservas para garantir a segurança de abastecimento com custos assinaláveis, que são atualmente suportados pelo sistema elétrico nacional (SEN) refletindo-se nos consumidores.

No que diz respeito à geração de distribuída de energia, em 2019, o Decreto-Lei 153/2014 (Ministério do Ambiente, 2014), que regulamentava os incentivos nacionais à micro e mini-geração, foi revisto e substituído pelo Decreto-Lei 162/2019 (MAOTE, 2014) o qual entrou em vigor no início de 2020. O presente decreto-lei aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001 (MATE, 2019).

Atualmente, no que diz respeito a capacidade de micro e mini-geração renovável, Portugal conta com cerca de 339 MW onde 4MW correspondem a unidades de mini e micro-produção e Unidades de produção para autoconsumo (UPAC). A contribuição eólica representa um valor bastante reduzido quando comparado com outras renováveis, em particular energia solar fotovoltaica, mas considera-se, ainda assim, uma contribuição necessária, em particular para o aumento da sustentabilidade energética nas cidades e meios rurais. O gráfico da figura 3 apresenta a evolução da capacidade (micro e mini geração renovável) instalada até ao final de 2019.

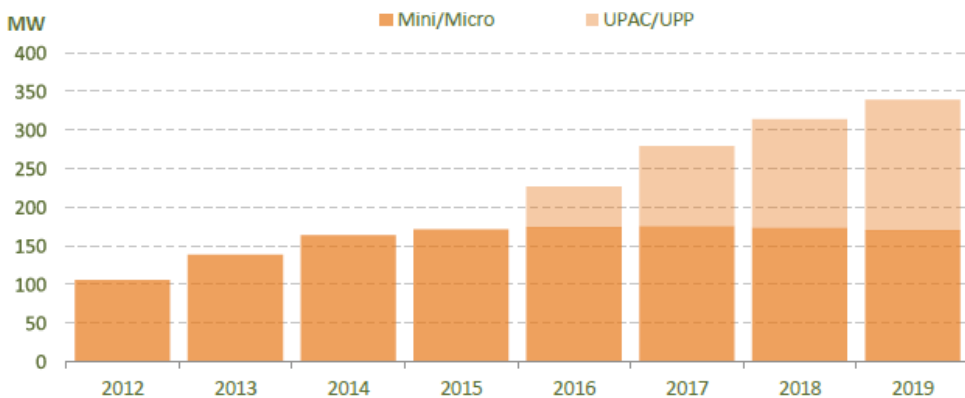


Figura 3 – Capacidade instalada até ao final de 2019 correspondente a Mini-Microprodução e UPAC-UPP (Fonte DGEG)

O gráfico da figura 4 apresenta a produção descentralizada de energia por via de FER correspondente às unidades em operação em Portugal até ao final de 2019.

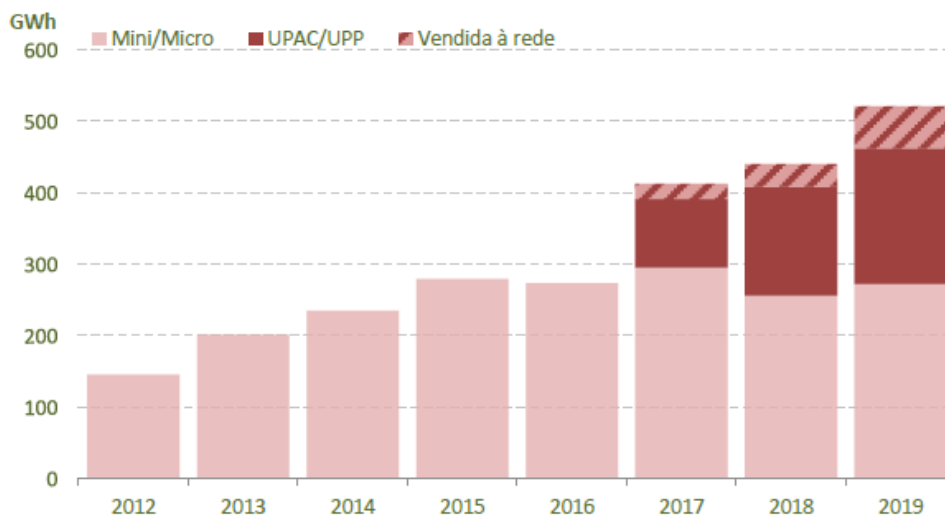


Figura 4 – Produção descentralizada de energia por via de FER até ao final de 2019 (Fonte DGEG)

## 3. A contribuição do setor eólico para a eletrificação da matriz energética

### 3.1 Nova potência

Nos últimos anos, o ritmo de crescimento da capacidade de origem eólica instalada em Portugal abrandou de forma marcante. Isto deve-se a vários fatores, entre os quais, questões relacionadas com a remuneração da eletricidade produzida e o quadro legislativo. Neste sentido, e de forma a assegurar o contínuo desenvolvimento deste setor e as metas definidas pelo Governo Português no PNEC 2030 na área das energias renováveis, torna-se necessário analisar as medidas já tomadas neste sentido e definir um conjunto de estratégias que permitam a continuidade do desenvolvimento deste setor.

Assim, nos próximos parágrafos apresentam-se algumas reflexões sobre as medidas já tomadas no setor das renováveis e da eólica em particular, as quais, muito embora não tenham ainda uma expressão significativa, começam já a ser encaradas como os próximos passos a seguir pelos principais intervenientes nesta área.

#### 3.1.1 Planeamento da instalação de nova capacidade eólica

Até agora, o único critério em países como Portugal, foi explorar os locais que maximizavam a geração de energia, o que, compreensivelmente, permite maiores receitas para os produtores. O desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas e a redução dos custos associados a esta tecnologia, permite atualmente explorar o recurso eólico em locais que anteriormente não eram economicamente sustentáveis. Esta situação propicia a introdução de novos paradigmas no planeamento da nova capacidade eólica a instalar que valorizem o valor da eletricidade produzida para o sistema eletroprodutor, de forma a reduzir os re-



quisitos de flexibilidade necessários para lidar com a variabilidade desta fonte de energia. Para esta valorização, é crucial na nova capacidade a instalar promover critérios como i) a complementaridade dos perfis de geração de eletricidade de origem renovável, ii) o perfil de procura de energia, iii) outros. Dadas as características atmosféricas em Portugal, estes critérios podem ser facilmente atendidos através da instalação estratégica e geograficamente dispersa das centrais eólicas que permitem promover o efeito estatístico de alisamento da potência (usualmente designado por *power smoothing effect*) minimizando as flutuações severas da geração, melhorando as previsões, entre outras mais-valias. Devido ao elevado potencial eólico da energia eólica *offshore* ao longo da costa Portuguesa (superior a 40 GW), nomeadamente, perto dos grandes centros de consumo, esta complementaridade deve contemplar a instalação de centrais em locais *offshore*.

A complementaridade com outras fontes de energia, em particular, a energia solar fotovoltaica (PV) representa igualmente uma oportunidade de rentabilizar as infraestruturas existentes, devendo ser igualmente explorada a existência de parques renováveis “mistos” (novas centrais e em procedimentos de sobre-equipamento). Este conceito, usualmente designado por centrais híbridas.

Outro tema recentemente discutido no setor das energias renováveis e objeto de um decreto-lei recente (DL n.º 76/2019<sup>2</sup>) (MATE, 2019) , prende-se com a integração de painéis fotovoltaicos nos parques eólicos como via para aproveitar os períodos do dia em que a velocidade do vento é mais reduzida e onde a geração é, naturalmente, menor ou mesmo inexistente para melhor aproveitar a capacidade de entrega à rede das atuais infraestruturas. Neste contexto, torna-se necessário, num curto-médio prazo, adaptar as metodologias de planeamento a esta situação, bem como avaliar a correspondente viabilidade técnica e económica.

O desenvolvimento da área das energias marinhas encontra-se atualmente em desenvolvimento em Portugal. No entanto, existe a necessidade de efetuar um planeamento estruturado dos usos da costa Portuguesa e do mar territorial de forma a que o aproveitamento das energias marinhas, e em especial da energia eólica *offshore* seja efetuado de forma eficiente, sobretudo num período em que o custo nivelado (*Levelized cost of energy – LCOE*) desta tecnologia tem decrescido significativamente. De fato, em alguns países esta tecnologia já é competitiva quando comparada com tecnologia em terra.

Entre 2017 e 2019 o LNEG desenvolveu um projeto com esta finalidade, tendo os resultados permitido identificar um conjunto de áreas com potencial eólico e características adequadas à exploração das energias renováveis marinhas, bem como disponibilizado uma ferramenta interativa de planeamento técnico-económico para futuros investidores nesta área (ver caixa informativa #1). É no entanto, ainda necessário, continuar e complementar as metodologias atualmente desenvolvidas, em particular com a inclusão de aspetos sociais, económicos e ambientais, bem como proceder à atualização periódica da informação, estudar possibilidades de complementaridade (instalação conjunta/híbrida) entre a tecnologia eólica e a tecnologia de energia das ondas.

---

2- Decreto lei contempla a instalação em centro eletroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem outras fontes primárias, ainda que se mantenha a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente

## #1 OffshorePlan - Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal

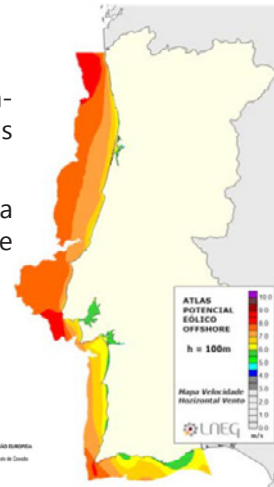
Este projeto teve como objetivo o desenvolvimento de ferramentas de planeamento otimizado para o setor das energias marinhas e obteve como principais resultados:

Atlas do potencial eólico *offshore* e de energia das ondas e uma ferramenta interativa de planeamento técnico-económico de projetos de energias marinhas.

POSEUR – 01-1001-FC-000007)

<http://offshoreplan.lneg.pt>

Cofinanciado por:



### 3.1.2 Sobre-equipamento

O sobre-equipamento foi estabelecido em Portugal com o Decreto-lei n.º 51 de 2010 (MEID, 2010). Este procedimento possibilita que centrais eólicas possam ter até 20% de potência instalada acima do seu limite de potência injetável, i.e., sobre-equipamento até 20%. Recentemente, a publicação da Portaria n.º 43/2019 (MATE, 2019) veio balizar os critérios de atribuição da autorização para a instalação do sobre-equipamento. Destes critérios, destaca-se a aplicação de uma tarifa de 45 €/MWh, não atualizável, garantida por 15 anos, sem necessidade de parecer prévio da entidade licenciadora à emissão da autorização. Nesta temática encontram-se ainda presentes algumas questões que num futuro próximo devem ser respondidas, em particular no aspeto regulamentar. Uma das questões mais relevantes prende-se com o regime remuneratório que é atualmente feito de forma distinta dentro do mesmo parque eólico. Neste contexto, e com o findar dos contratos com tarifa garantida *feed-in tariff* para os parques eólicos levanta-se a questão de venda da energia, pois atualmente, esta pode ser adquirida por compradores distintos. Da mesma forma, numa situação de sobre-equipamento, a capacidade de injeção instantânea deve ser limitada em tempo real pelo operador do sistema de acordo com as necessidades do sistema, o que não acontece atualmente delimitando em alguns períodos a integração de renováveis no sistema eletroprodutor. Apesar de já hoje existir uma porção considerável de potência eólica em Portugal a operar em regime de sobre-equipamento, esta e outras questões, devem ser respondidas no curto e médio prazo para acentuar a disseminação dos procedimentos de sobre-equipamento e contribuir assim para o desejado aumento da capacidade eólica a instalar até 2030.

### 3.1.3 Repowering

Parte substancial do parque eólico mundial, particularmente nos países que apostaram nesta tecnologia numa fase inicial do seu desenvolvimento, encontra-se num estado de aproximação do seu fim de vida útil. Considerando que, de uma forma geral o período de vida útil de uma turbina eólica se refere a 20-25 anos, muito embora o Parque Eólico nacional não tenha ainda chegado a esta situação (figura 5), há que pensar no futuro, quando esta se verificar. Da mesma forma, a evolução da tecnologia eólica na última década, motivou a substituição de turbinas eólicas mais antigas por outras mais modernas, de maior capacidade geradora. Acresce ainda que, no caso de alguns modelos de turbinas eólicas, estes já se encontram descontinuados, não sendo possível a substituição de alguns componentes. Neste contexto, o conceito de *repowering* (aplicável a ambas as situações descritas) que surgiu nos últimos anos na sequência desta problemática, começa a ser uma realidade em Portugal.

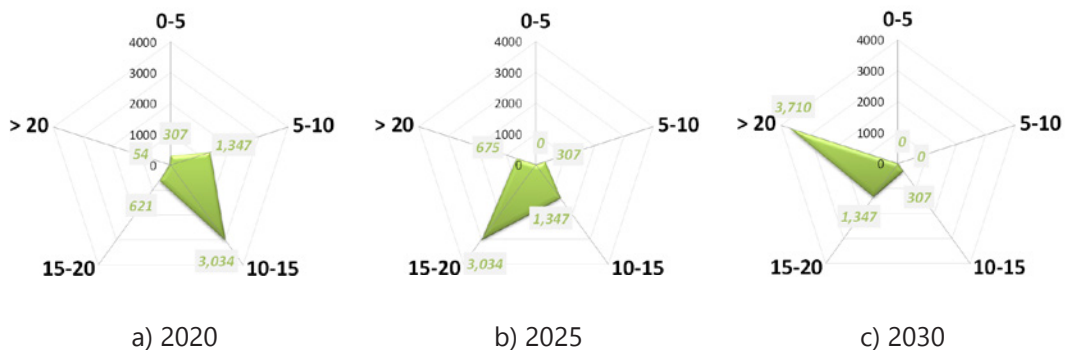


Figura 5 - Capacidade (MW) versus idade do Parque Eólico Nacional existente (Teresa Simões, 2019).

No entanto, existe ainda uma indefinição no quadro regulatório, em particular no que respeita a procedimentos administrativos e remuneração aplicável. Por outro lado, a substituição de turbinas eólicas por outras mais modernas e, normalmente, com maior diâmetro rotórico, mais eficientes e com uma capacidade nominal superior conduz a outro tipo de problemática relacionada com o escoamento da eletricidade na rede elétrica.

Adicionalmente, os procedimentos de licenciamento ambiental não devem ser iguais aos praticados para um projeto eólico a instalar pela primeira vez, mas devem refletir todo o conhecimento acumulado, não só na avaliação ambiental efetuada aquando do licenciamento inicial do projeto, mas também durante o processo de monitorização ambiental do mesmo, algo que resultará, previsivelmente, na simplificação de todo o processo.

Estas questões continuam ainda em cima da mesa de discussão dos principais atores deste setor das renováveis, em particular no que respeita à decisão entre o *repowering* e o prolongamento da vida útil dos equipamentos. A decisão depende de vários fatores entre os quais o tipo de tecnologia e o ambiente envolvente ao parque eólico que pode ser mais ou menos motivador de desgaste dos equipamentos. Da mesma forma, os custos de manutenção aumentam de forma considerável à medida que a idade dos equipamentos aumenta, pelo que a necessidade de realizar estudos ao nível estrutural e uma avaliação cuidada ao nível técnico económico deve estar na base das decisões a tomar.

### 3.2 Serviços de sistema

O crescimento da integração de produção eólica no sistema elétrico irá exigir maiores volumes de serviços de balanço, de controlo de tensão e potência reativa e de inércia (que se assume como um novo serviço e sistema em resultado da substituição de produção térmica por produção com origem em fontes renováveis como sol e vento conduzindo à redução da inércia síncrona do sistema).

Estes serviços correspondem a serviços de sistema que são essenciais para a gestão eficiente e segura do sistema elétrico. Assim em sistemas eletroprodutores com elevada penetração de energia renovável variável no tempo, como é o caso da integração da tecnologia eólica em Portugal, é crucial que esta tecnologia assuma mais responsabilidade através do fornecimento de uma gama completa de serviços de suporte à gestão técnica da rede elétrica.

Para atingir este objetivo, é necessário promover o desenvolvimento de tecnologias / soluções que permitam transformar a energia eólica numa fonte de energia mais confiável. Para tal, devem ser tidos em conta os seguintes tópicos:

- ◆ Contribuição dos conversores dos aerogeradores em providenciar serviços de sistema, tais como:
  - Participação no controlo de tensão e potência reativa;
  - Participação no controlo primário de frequência, envolvendo o *deloading* dos aerogeradores;
  - Participação no fornecimento de reservas secundárias e terciárias a descer e a subir, o que para este caso exigirá também a operação abaixo do ponto e extração de potência ótima, mas onde o controlo é realizado através de set-points operacionais de controlo definidos pelo despacho;
  - Participação da disponibilização de inércia sintética realizada através da injeção de degraus de potência ativa como resposta a limiares de frequência ou como resposta à derivada da frequência em relação ao tempo, apresentando, contudo, algumas limitações em termos dos valores de potências injetáveis e da duração temporal limitada. A alternativa passará por explorar progressivamente mais compensadores síncronos;
  - Participação da produção eólica na capacidade de resposta às sobrefrequências

e subfrequências, a incluir nos requisitos técnicos a exigir à nova produção eólica (RfG – *Requirements for Generation*) a verter para os regulamentos das redes de distribuição e transporte;

- ◆ *Curtailment* – nos cenários de operação em que, havendo grande volume de produção eólica, não há possibilidade de colocação desta produção quer no consumo quer na bombagem hidroelétrica (ou porque deixa de haver capacidade de armazenamento nas albufeiras superiores ou porque deixa de haver água nas albufeiras de nível inferior); apesar da capacidade do TSO poder já atuar numa parte significativa dos parques eólicos em Portugal, o crescimento da capacidade eólica conduzirá, não havendo alteração do perfil ou ocorrendo condicionamentos da rede, à frequência de aplicação do *curtailment*; tecnologias como, por exemplo, centrais hidroelétricas reversíveis ou baterias, como se verá mais à frente, são essenciais para a minimização das perdas por *curtailment*;
- ◆ Incerteza na geração – a geração de eletricidade de base eólica será sempre caracterizada por incerteza na sua previsão a diversos horizontes temporais, pelo que o crescimento da participação da fonte eólica no *mix* eletroprodutor trará acrescidos níveis de incerteza à gestão técnica do sistema e ao funcionamento do mercado, o que exigirá melhorias crescentes das previsões; estas previsões são por exemplo fundamentais para a definição dos níveis de reserva operacional (reserva mobilizável no período de uma hora).

Um dos temas mais debatidos no setor das energias renováveis prende-se com o desenvolvimento de centrais eólicas virtuais, centrais essas que permitem agregar a geração dos parques eólicos de uma área geográfica segundo uma perspetiva de controlo centralizado. De facto, em Portugal e Espanha, a geração de energia eólica de grande escala que se encontra interligada à rede de transmissão de energia encontra-se já a operar segundo alguns dos princípios de agregação e de controlo centralizado, formando agregados denominados por “Centro local de despacho de centrais eólicas”. Nesta configuração, o sistema de controlo pode agir ao nível: 1) dos aerogeradores, para garantir a segurança de operação não permitindo que esta opere fora dos seus limites técnicos e estruturais; 2) do parque eólico, de modo a controlar a sua operação, garantido que as condições de tensão e potência licenciadas estão asseguradas e otimizando a sua produção (interagindo com o controlo dos aerogeradores). Este Centro de Despacho Eólico possui, então, a função de monitorizar e gerir a produção eólica dos diferentes parques a ele conetados, sendo que em emergências este pode ter de desligar uma central eólica, por forma a manter a segurança e estabilidade de todo o sistema elétrico.

No entanto, este conceito pode ser expandido, por forma a que seja possível a agregação com outro tipo de geração (nomeadamente hídrica e/ou solar fotovoltaica) e/ou capacidade de armazenamento (nomeadamente armazenamento por bombagem hídrica e/ou eletroquímico) ou até mesmo alguma gestão ativa da procura, funcionando esta entidade como uma central equivalente “convencional” com capacidade para apresentar propostas aos mercados de energia e serviços de sistema, otimizando o sistema como um todo. Estas

centrais virtuais podem ser geridas em função das participações em mercado e respondendo a set points de despacho para apoiar a gestão técnica do sistema, emprestando controlabilidade de potência (e mesmo, até certo ponto, garantia de potência) a sistemas de geração de eletricidade que, na sua configuração de base, não a possuem (Silva, 2016).

### 3.3 Monitorização e gestão de ativos

A monitorização em tempo real dos parques eólicos, assim como dos parques solares fotovoltaicos (FV), é uma atividade fundamental para garantir uma gestão eficiente destes ativos de produção de energia elétrica, bem como para otimizar a sua contribuição para a estabilidade e gestão do sistema elétrico. É suportada por uma complexa rede de comunicações, que interliga o centro de controlo com cada parque eólico e por um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) que permite visualizar o estado dos ativos em tempo real e enviar comandos, quer às turbinas eólicas, quer às infraestruturas elétricas a que estão ligadas.

A contribuição da monitorização de ativos eólicos em tempo real para a boa gestão e para a estabilidade do sistema elétrico manifesta-se de várias formas:

- ◆ Maximização da disponibilidade dos ativos, ao garantir uma reação rápida a qualquer evento de paragem de turbinas ou a incidentes elétricos, seja pelo rearme remoto, seja pela ativação de equipas de manutenção para intervenção local, maximizando, em qualquer momento, o potencial de contribuição dos ativos para o sistema;
- ◆ Capacidade de aplicação ágil de ordens do operador do sistema, em particular de regulação de potência ativa ou reativa, assim como de controlo de tensão e frequência, entre outros;
- ◆ Capacidade de prestação de serviços de sistema, sempre que os ativos eólicos estejam dotados das características tecnológicas que o permitam;
- ◆ Integração de tecnologias emergentes que podem funcionar associadas aos ativos de produção de energia elétrica, como é o caso das baterias;
- ◆ A instalação de sobre-equipamento em parques previamente existentes só é possível, segundo a legislação, se for garantida a monitorização e operação em tempo real desses ativos;
- ◆ Partilha de dados operacionais, em tempo real, com o gestor do sistema elétrico.

Estando os parques eólicos localizados, em geral, em locais remotos, a principal dificuldade na operacionalização da monitorização dos ativos está relacionada com os custos e a fiabilidade das redes de comunicações. Este aspeto, juntamente com o facto de os ativos estarem dispersos por várias localizações tornam relevantes e particulares as questões relacionadas com a ciber-segurança.

A arquitetura tecnológica necessária à monitorização dos parques eólicos viabiliza, também, a recolha de um conjunto de dados operacionais que podem ser analisados a pos-

teriori e que permitem potenciar outras atividades, como, por exemplo a da manutenção preditiva (ou preventiva) / prescritiva, importante para maximizar a eficiência das intervenções nas turbinas eólicas, logo maximizar disponibilidade e a análise de desempenho, que permite detetar, por turbina, desempenhos sub-óptimos e reagir de forma a corrigir estas deficiências, contribuindo, no limite para a extensão da vida útil dos ativos.

Tratando-se, o eólico *onshore*, de uma tecnologia que se pode considerar madura, o esforço de I&D / inovação deverá enforçar-se na redução de custo e aumento de *performance* / eficiência. Como referido, deverá alavancar-se no *Big Data* potenciado pela IoT (*Internet of Things*) / sensorização e usar computação avançada e inteligência artificial para extrair mais valor dos ativos eólicos, por exemplo, como referido acima, visando o aumento do tempo de vida por manutenção preditiva / prescritiva.

Algumas das questões relacionadas com as operações de manutenção de turbinas eólicas prendem-se com os custos, a complexidade e a morosidade de alguns procedimentos, em particular quando o tempo de vida da turbina eólica se aproxima do seu fim. Neste contexto, seria de colocar a questão: melhorar as operações de manutenção apostando numa manutenção preventiva expressiva com vista à extensão da vida útil das turbinas eólicas, ou apostar no *repowering*? Ou ambas? Embora a resposta a estas questões não seja fácil, de uma forma geral, e independentemente do que se venha a decidir relativamente ao procedimento de *repowering*, a manutenção preditiva / prescritiva, devido ao facto de se basear na extração de valor de dados e ser potenciada por *software*, enquadra-se no tipo de ações de baixo custo / alto impacto, que deve ser priorizada.

## #2: Projeto WindFarm SHM

Este projeto tem como objetivo o desenvolvimento de sistemas de monitorização estrutural de aerogeradores, desde a componente experimental, passando pelo processamento de dados e simulação do comportamento estrutural, até à estimativa do nível de fadiga e aproximação do fim da vida útil.

Incide nos grandes componentes dos aerogeradores, torre e pás, e dá especial destaque à validação das metodologias propostas no contexto das eólicas *offshore* flutuantes.

Ref.<sup>a</sup> FCT PTDC/ECI-EST/29558/2017





### 3.4 Regulamentação técnica e administrativa

O enquadramento jurídico nacional aplicável à produção de energia elétrica por fontes renováveis tem sofrido várias atualizações ao longo dos anos, tendo estas como principal objetivo o acompanhamento tecnológico do setor, a otimização dos recursos energéticos e o incentivo ao desenvolvimento de novos projetos. O parque eólico nacional constitui atualmente um dos maiores contribuidores do *mix* energético nacional fazendo face a uma grande fatia das necessidades energéticas do nosso País. Neste contexto, e na sequência dos novos procedimentos referentes a sobre-equipamento, novas tecnologias – entre elas as energias renováveis marinhas – torna-se igualmente necessário munir os investidores nesta área de procedimentos regulamentares que conduzam a projetos bem-sucedidos no horizonte temporal preconizado a nível nacional – Plano Nacional de Energia e Clima 2030, Roteiro da Neutralidade Carbónica 2050 – e europeu.

Importa, pois, no futuro próximo, saber que questões são mais prementes neste momento em que nos encontramos, o que deve ser assegurado, o que deve ser mantido e o que deve ser ajustado à realidade atual.

Os procedimentos administrativos para a obtenção de licenças de instalação e produção de eletricidade de fonte eólica consistem num dos maiores entraves ao desenvolvimento do setor eólico. A morosidade e complexidade dos procedimentos habituais levam muitas vezes à caducidade dos processos ou mesmo à desistência por parte dos requerentes. Neste contexto, houve algumas medidas por parte do Estado Português numa tentativa de simplificar e agilizar os procedimentos. Ainda assim, o reforço da capacidade de resposta da Administração Pública é essencial para garantir que as metas previstas para 2030 não sejam colocadas em causa devido a dificuldades de execução por parte do Estado das tramitações processuais.

#### 3.4.1 Enquadramento regulatório – Ambiente e Energia

O Decreto-Lei n.º 151-B/2013 (MAMAOT, 2013), alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, (MA, 2017) estabelece o regime jurídico da avaliação de impacto ambiental (AIA) dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos. Conforme estabelecido no referido Decreto-Lei, estão sujeitos a regime de AIA os seguintes projetos, nos quais se incluem as centrais eólicas para a produção de eletricidade:

- ◆ Os projetos tipificados no anexo II do Decreto-Lei que:
  - Estejam abrangidos pelos limiares fixados; ou
  - Se localizem, parcial ou totalmente, em área sensível e sejam considerados, por decisão da autoridade de AIA, como suscetíveis de provocar impacto significativo no ambiente em função da sua localização, dimensão ou natureza, de acordo com os critérios estabelecidos no Decreto-Lei; ou
  - Não estando abrangidos pelos limiares fixados, nem se localizando em área sensível, sejam considerados, por decisão da entidade licenciadora ou competente para a autorização do projeto e ouvida obrigatoriamente a autoridade de AIA, nos ter-



mos do artigo 3.º, como suscetíveis de provocar impacte significativo no ambiente em função da sua localização, dimensão ou natureza, de acordo com os critérios estabelecidos no decreto-lei;

- ◆ Os projetos que em função da sua localização, dimensão ou natureza sejam considerados, por decisão conjunta do membro do Governo competente na área do projeto em razão da matéria e do membro do Governo responsável pela área do ambiente, como suscetíveis de provocar um impacte significativo no ambiente, tendo em conta os critérios estabelecidos no decreto-lei;
- ◆ Qualquer alteração ou ampliação de projetos já autorizados, executados ou em execução e que não tenham sido anteriormente sujeitos a AIA, quando:
  - Tal alteração ou ampliação, em si mesma, corresponda ao limiar fixado para a tipologia em causa; ou
  - O resultado final do projeto existente com a alteração ou ampliação prevista atinja ou ultrapasse o limiar fixado para a tipologia em causa e tal alteração ou ampliação seja, em si mesma, igual ou superior a 20% da capacidade instalada ou da área de instalação do projeto existente, ou sendo inferior, seja considerado como suscetível de provocar impacte significativo no ambiente;
- ◆ Qualquer alteração ou ampliação de projetos anteriormente sujeitos a AIA e já autorizados, executados ou em execução, que corresponda a um aumento de 20% do limiar e que seja considerada como suscetível de provocar impacte significativo no ambiente.

Os limiares definidos pelo anexo II do Decreto-Lei n.º 152-B/2017 para os projetos eólicos são os seguintes:

### **Caso geral**

Centrais eólicas com 20 ou mais aerogeradores ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outras centrais similares.

Sobre-equipamento de centrais eólicas existentes que não tenham sido sujeitas a AIA, sempre que o resultado final do projeto existente com o sobre-equipamento, isolado ou conjuntamente com sobre-equipamentos anteriores não sujeitos a AIA, implique um total de 20 ou mais torres ou que a distância relativamente a outro parque similar passe a ser inferior a 2 km.

### **Áreas Sensíveis**

Centrais eólicas com 10 ou mais aerogeradores ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outras centrais similares.

Cumpra salientar que uma alteração importante do Decreto-Lei 151-B/ 2013, mantida na redação de 2017, em relação ao diploma anterior (Decreto-Lei n.º 69/2000, (MAOT, 2000)) é a introdução da necessidade de validação prévia pela autoridade de AIA, no caso dos projetos que se localizem, parcial ou totalmente, em área sensível, ou pela entidade licenciadora, nos restantes casos, da sujeição de projetos a AIA, mesmo nos casos em que os

mesmo não atingem os limiares estabelecidos no anexo II do diploma.

Na realidade, excluindo os projetos abrangidos pelos limiares fixados no anexo II do referido Decreto-lei e com raras exceções, os projetos são geralmente sujeitos a uma análise caso a caso que determinará a sujeição ou não a procedimento de AIA. As situações descritas anteriormente são definidas genericamente como caso a caso.

Em relação aos limiares a aplicação do critério “ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outros centrais similares” gera frequentemente dúvidas de interpretação.

Os prazos associados aos procedimentos associados à Avaliação de Impacte Ambiental são os seguintes:

### **Apreciação prévia e decisão de sujeição a AIA**

Nos casos em que a sujeição a procedimento de AIA fica sujeita a análise caso a caso, a entidade licenciadora (no caso dos aproveitamentos eólicos trata-se da DGEG) deverá solicitar ao proponente, no prazo de cinco (5) dias a contar da correta instrução do requerimento de licenciamento ou autorização do projeto ou da alteração ou ampliação, a apresentação dos elementos identificados no decreto-lei.

Recebida a documentação anterior, a entidade licenciadora solicita parecer prévio à autoridade de AIA sobre a suscetibilidade de o mesmo provocar impactes significativos no ambiente.

A autoridade de AIA deverá emitir parecer sobre a sujeição do projeto a procedimento de AIA no prazo de 20 dias, sendo que a ausência de pronúncia determina:

- ◆ a não sujeição a procedimento AIA nos casos em que o projeto não se localiza em zona sensível;
- ◆ a sujeição a procedimento AIA nos casos em que o projeto se localiza em zona sensível.

A entidade licenciadora tem de emitir decisão sobre a necessidade de sujeição a AIA num prazo de 25 dias contados da data de receção dos elementos referidos anteriormente do n.º 1, solicitando de imediato ao proponente, em caso de decisão de sujeição, a apresentação de EIA, suspendendo-se os posteriores termos do procedimento de licenciamento até à obtenção de decisão, expressa ou tácita, sobre a AIA.

Considerando o exposto anteriormente, na generalidade dos casos, os projetos que não estiverem abrangidos pelos limiares fixados no anexo II do Decreto-Lei que enquadra o procedimento de AIA terão sempre de esperar 30 dias antes de poderem ser licenciados pela DGEG.

### **Procedimento de AIA**

O Decreto-Lei n.º 151-B/2013, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, estabelece o prazo máximo de 100 dias para a emissão da Declaração de Impacte Ambiental, sob pena de deferimento tácito. Saliente-se que no referido decreto-lei não é referido se se trata de dias úteis ou de calendário. Na realidade normalmente os processos demoram entre 150 e 200 dias úteis, ou seja, entre 7 e 9 meses.

Nos casos em que o procedimento de AIA é realizado em fase de Anteprojecto ou Estudo Prévio o Projecto de Execução deverá ser sujeito a confirmação pela Autoridade de AIA da sua conformidade com a DIA. Nestes casos aos períodos referidos anteriormente deverá ainda ser adicionado o prazo máximo para a emissão da Decisão sobre a conformidade ambiental do projecto de execução, que se encontra definido na legislação em vigor em 50 dias.

### **Procedimento de Avaliação de Incidências Ambientais**

Os projetos que não estão sujeitos a procedimento de AIA e que se localizem em áreas pertencentes à Reserva Ecológica Nacional (REN), Sítios da Rede Natura 2000 (RN 2000) ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas (RNAP), é precedida de um procedimento de Avaliação de Incidências Ambientais (AIncA), a realizar pela Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) territorialmente competente, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, (MEE, 2012).

O decreto-lei referido anteriormente, estabelece o prazo máximo de 60 dias para a emissão da Declaração de Incidência Ambientais, sob pena de deferimento tácito. No entanto, normalmente os processos demoram habitualmente mais tempo podendo nalguns casos demorar entre 80 e 130 dias úteis, ou seja, entre 4 e 6 meses.

Face ao exposto, foram propostas várias medidas para melhoramento dos procedimentos e reduzir a complexidade do processo, tornando-o mais eficiente e célere. Estas medidas encontram-se na tabela 1 integradas na resposta à consulta pública lançada em maio de 2019.

Tabela 1 - Propostas para procedimentos de licenciamento ambiental.

Tema	Proposta	Observação
Definição clara dos projetos que devem ser sujeitos a procedimentos de AIA e de AIncA	Não aplicação do processo “caso a caso” aos projetos de aproveitamento de energia eólica para a produção de eletricidade. Ou seja, os projetos que não estejam abrangidos pelos limiares definidos pelo anexo II do Decreto-Lei n.º 152-B/2017 ficam automaticamente isentos de AIA.	Considera-se que não se justifica a aplicação do regime “caso a caso”, uma vez que este tipo de projeto será sempre sujeito a AIncA caso se localize em áreas de sensibilidade ambiental (REN, RN 2000 ou RNAP).
	Alteração dos limiares definidos pelo anexo II do Decreto-Lei n.º 152-B/2017. A frase “ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outros centrais similares” deverá ser substituída por “ou se a soma dos aerogeradores da Central Eólica com os aerogeradores existentes a menos de 2 km deste seja superior ao limiar anterior. Para esta análise deve ser considerada o aerogerador da Central Eólica mais próxima de outros aerogeradores existentes.”	Os limiares devem ser claros e facilmente verificáveis quer pela entidade licenciadora, quer pelo promotor, quer pela autoridade de AIA. Atualmente existem diferentes interpretações para esta situação.
Submissão dos estudos na plataforma LUA	Adequação da plataforma ao procedimento de AIA.	Este procedimento tem-se revelado moroso e muitas vezes não é possível enviar o Estudo de Impacte Ambiental (EIA) de uma só vez, sendo necessário repartir os ficheiros, perdendo-se em qualidade de leitura e interpretação.

Tema	Proposta	Observação
Comunicação com o Promotor durante o procedimento de AIA	Melhoria do envolvimento entre a Comissão de Avaliação e o Promotor do projeto durante o procedimento de AIA.	De acordo com o novo regime jurídico de AIA é obrigatória a apresentação do EIA à Comissão de Avaliação antes da declaração de conformidade. Esperava-se que um dos objetivos desta apresentação fosse o esclarecimento das dúvidas e eventualmente algumas sugestões a ter em consideração. No entanto, a experiência que se tem verificado é a realização de uma apresentação com pouco ou nenhum <i>feedback</i> da parte da Comissão de Avaliação, continuando a existir um grande distanciamento entre a Autoridade de AIA e o Promotor.
Balizamento das necessidades em termos de caracterização da situação de referência e medidas de minimização	Criação de regras que definam os temas e limitem a profundidade de análise para a caracterização da situação de referência e a tipologia de medidas de minimização a propor	Em diversos procedimentos tem-se assistido a inúmeras solicitações de estudos exaustivos de caracterização para vários fatores ambientais. Esta situação, além de custos acrescidos exagerados, resulta no atraso do procedimento de AIA, algo que não aconteceria se a metodologia de análise e grau de exigência de cada fator ambiental estivesse definida <i>à priori</i> .
Análise técnica e revisão dos procedimentos de monitorização ecológica e de AIA para <i>repowering</i>	Incidir nos procedimentos de monitorização ecológica e de AIA para <i>repowering</i> as lições aprendidas nos processos decorridos até à data.	O percurso efetuado ao longo da curva de aprendizagem decorrente da execução estudos e monitorizações ambientais nos últimos 20 anos permite a existência de um conhecimento acumulado que, em termos de método para a assimilação de informação sobre, por exemplo, espécies afetadas deveria capaz de simplificar a monitorização ecológica deste tipo de instalações. Adicionalmente, o mesmo é aplicável a parques onde se admite fazer <i>repowering</i> : caso não se tratem de alterações substanciais, sendo o "Substancial" um termo discutível, não é razoável iniciar uma AIA quando já existirá um conhecimento imenso sobre a área em apreciação.

### 3.5 Mecanismos de remuneração

O rápido crescimento do setor eólico foi fortemente apoiado por políticas nacionais que visavam a descarbonização do setor eólico. Destes apoios, e à semelhança do que se verificou em outros países europeus, destaca-se o regime remuneratório de tarifa garantida (*Feed-in-tariff: FIT*). Este tipo de regime foi usualmente aplicado para incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias, em que o investimento i) era mais elevado que o das formas convencionais de gerar eletricidade, e ii) mais incerto no que diz respeito ao retorno do investimento. No caso português, esta FIT consistia numa tarifa garantida por um período de 15 anos, ou até serem atingidos os primeiros 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência instalada. Com Decreto-lei n.º 35/2013, (MEE, 2013), que visava assegurar a sustentabilidade económica e social dos custos assumidos pelo SEN, os promotores puderam prolongar a tarifa garantida por um período adicional de 5 ou 7 anos, mediante uma compensação ao SEN.

O uso de *feed-in tariffs* foi essencial para promover o investimento em renováveis numa fase inicial da adoção destas tecnologias, tendo assegurado que Portugal aumentasse de forma significativa a sua capacidade instalada. Este investimento providenciou vários benefícios ao país, incluindo a redução preços nos mercados grossistas de eletricidade, a redução da dependência energética, a criação de vários postos de trabalho qualificado e o estabelecimento de um *cluster* eólico com forte capacidade exportadora.

Nos últimos anos, os custos do solar fotovoltaico e da eólica *onshore* reduziram-se de forma muito significativa, fazendo com estas tecnologias sejam hoje a forma mais competitiva de produzir eletricidade em Portugal. Não só em custos totais estas renováveis são mais baratas do que as tecnologias convencionais fósseis, como já hoje os custos nivelados de produção do solar fotovoltaico e da eólica *onshore* são inferiores aos custos marginais das tecnologias fósseis convencionais. Assim sendo, não faz sentido continuar a promover novo investimento nestas tecnologias com *feed-in tariffs*, pois elas já não precisam de subsídios devendo ser incentivada a sua participação num ambiente concorrencial de mercado.

Contudo, as renováveis enfrentam um desafio de remuneração em mercado, pois o atual enquadramento não se adequa à promoção do investimento em tecnologias cuja estrutura de custos é maioritariamente fixa, nem o desenho atual de mercado é propício à participação de tecnologias de geração variáveis no tempo. No atual desenho, o preço grossista de eletricidade varia todas as horas e é ditado pelos custos variáveis da tecnologia marginal, expondo as renováveis a um elevado risco de preço sobre o qual não têm qualquer controlo (o preço do mercado é basicamente ditado pelo custo variável das centrais a carvão e a gás natural). Por outro lado, à medida que a energia solar e a energia eólica aumentam o seu peso no *mix* de produção de eletricidade, maior é a pressão para afundar o preço grossista, uma vez que os custos variáveis destas tecnologias são virtualmente nulos. Este efeito é vulgarmente conhecido como o efeito de canibalização das renováveis e tem impactos já hoje bastante visíveis em mercados como o da Califórnia ou o da Alemanha.

Uma das soluções para atenuar este efeito passa por mecanismos de estabilização de receitas que confirmam visibilidade a longo prazo e que remunerem adequadamente o investimento feito, com o mercado grossista a funcionar para a otimização de curto prazo da geração.

Atualmente, vários países já adotaram leilões de contratos de longo-prazo como mecanismo de promoção ao investimento em tecnologias renováveis. Ao conferirem visibilidade e previsibilidade de receitas futuras, estes mecanismos proporcionam uma redução do custo de capital, que é o fator determinante para a competitividade das renováveis. Adicionalmente, os leilões permitem a definição de preços competitivos, através de processos com concorrência *ex-ante* que beneficiam os locais com melhor recurso renovável. Esta alocação otimizada de recursos traduz-se, em última análise, numa redução de custos para os consumidores. Outra solução, que ainda carece de mais investigação, passa por definir novos desenhos de mercado que se adequem melhor as características da tecnologia eólica que apresenta limitações consideráveis na sua previsibilidade e por isso a estrutura atual do mercado, que requer previsões com horizonte temporal de 12-36 horas, é desajustada.

### 3.6 Outros desafios

Apesar de os sistemas de geração eólica estarem hoje bem implantados em Portugal, subsistem alguns desafios acessórios que importa identificar.

#### **Previsão de potência eólica**

Portugal é o 3.º país da Europa que incorpora mais energia de origem eólica na satisfação do consumo elétrico (atualmente cerca de 25%), o que mostra bem a importância desta fonte energética no nosso país. Fazendo atualmente um balanço do que foi a integração de conversores eólicos no sistema elétrico, não poderemos concluir outra coisa que não seja que esta se fez de forma harmoniosa e pacífica, sem sobressaltos assinaláveis. Para este sucesso, que é internacionalmente reconhecido, contribuíram, por um lado, uma previsão adequada da potência eólica que, em cada momento, seria injetada na rede, e, por outro, a existência de sistemas de armazenamento hidroelétrico, capazes de complementar a variabilidade eólica. Do ponto de vista da rede elétrica, estes aspetos foram cruciais para a integração harmoniosa de quantidades significativas de potência eólica na rede. É, pois, de todo expectável que os operadores das redes continuem a dedicar uma atenção muito particular à previsão da potência eólica. Para além dos modelos meteorológicos tradicionais, técnicas CFD e acoplamento entre

#### #3 Projeto *New European Wind Atlas*



Este projeto teve como objetivos a elaboração de um mapa detalhado das características do vento na Europa e o estudo detalhado de diversos fenómenos de escoamento atmosférico, visando melhorar a capacidade dos modelos físicos de fazer previsões meteorológicas.

Para o efeito foram realizadas diversas experiências de campo, a mais significativa em Portugal, na Serra do Perdigão que contou a participação de parceiros europeus e norte-americanos.

<https://www.neweuropeanwindatlas.eu/>

FP7-ENERGY.2013.10.1.2



**FCT** Fundação para a Ciência e a Tecnologia

as duas, existem hoje técnicas baseadas em Inteligência Artificial, nomeadamente, técnicas conhecidas como *deep learning*, que são capazes de prever, com maior rigor, a potência eólica que vai ser injetada na rede em cada intervalo de tempo significativo.

A maior parte dos mercados de eletricidade requerem, as 12h do dia D, a previsão da produção de eletricidade para as 24 horas do dia seguinte (dia D+1) de todos os produtores quer a sua produção seja proveniente de centrais despacháveis, facilmente reguláveis, quer seja de centrais de fontes de energia estocástica. Assim, embora exista um desajustamento entre o desenho de mercado e a capacidade de previsão da energia eólica, o papel da previsão é igualmente crucial para a participação dos produtores na maioria dos mercados de eletricidade, figura 6.

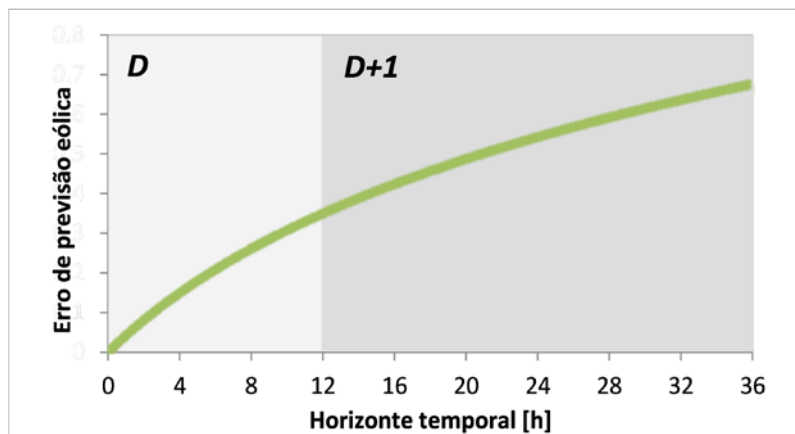


Figura 6 - Dependência do erro da previsão eólica em função do horizonte temporal

Contudo, com exceção de casos pontuais, em Portugal os produtores em regime de produção especial (PRE) não são obrigados a fazer esta previsão sendo o comercializador de último recurso (CUR) o responsável pela previsão/oferta agregada de toda a produção PRE, não existindo penalizações para estes produtores relativamente aos desvios das previsões face aos valores de produção realmente observados. Devido à necessidade de harmonização com os restantes mercados de eletricidade na europa, reduzir os custos da eletricidade para os consumidores, entre outros, a entidade reguladora do setor energético (ERSE) já recomendou alterar esta situação que terá um impacto bastante significativo na rentabilidade dos parques eólicos.

Como linhas complementares à previsão de produção eólica, no mais curto prazo, acima exposta, pode destacar-se o seguinte:

- ◆ Identificação de padrões de mudança climática a longo prazo (10 anos), correlacionando-a com previsão de produção eólica também a longo prazo (até 10 anos);



apoiando o planeamento estratégico dos promotores de renováveis e suportando decisões de investimento;

- ◆ Previsão de produção eólica a médio/longo prazo, ou sazonal (1 mês - 6 meses) e sub-sazonal (10 dias - 1 mês), com vista a otimizar as estratégias de gestão de ativos (manutenção preditiva / prescritiva), planeamento de O & M, nomeadamente explorando a complementaridade entre os ativos de geração eólica/ solar e eólica / hídrica.

Logo, a previsão de potência eólica continua a ser um aspeto de importância incontornável, sendo recomendado que seja prosseguida uma atividade de investigação neste domínio, condição essencial para permitir integrar mais energia na rede e permitir a rentabilidade dos investimentos por parte dos promotores eólicos.

### **Agente agregador para participação estratégica em mercado**

Como referido anteriormente, grande parte da tecnologia eólica que se encontra interligada atualmente à rede elétrica beneficia de políticas públicas de incentivo, através da remuneração bonificada da energia produzida por este tipo de tecnologia que assegura sempre um retorno garantido aos investidores em centrais renováveis durante, pelo menos, o período de retorno de investimento. Este tipo de apoio protegeu o setor das energias renováveis contra as variações de preços (que, em circunstâncias normais, refletem o estado da procura e da oferta), conduzindo a um enviesamento dos mercados da energia. Verifica-se, assim, que a energia proveniente de fontes renováveis é produzida, e entregue à rede elétrica para suprimento do consumo, independentemente do valor (em montantes e preços) da procura efetiva de energia elétrica.

Com o amadurecimento da tecnologia eólica e contínuo crescimento da sua quota de mercado, é perceção de vários especialistas que o setor terá de se adaptar aos sinais de mercado, isto é, adaptar-se às tendências de procura e oferta de eletricidade, como fazem as centrais convencionais e despacháveis. Torna-se, então, imperativo o desenvolvimento de ferramentas capazes de tornar estas centrais – que devido ao seu carácter dificilmente previsível e essencialmente não-controlável, estão atualmente impedidas de participar em mercados de eletricidade de forma eficiente – capazes de participarem nesse ambiente, juntamente com as restantes centrais.

Neste âmbito, um novo agente de mercado – um agente agregador - poderá dotar estas centrais (eólicas, mas também solares) de capacidade de controlo de produção que lhes confere a flexibilidade de operação e a redução do risco necessárias para a sua participação em mercado, aumentando simultaneamente os benefícios inerentes à diversidade e complementaridade de recursos renováveis e as respetivas capacidades instaladas. Este novo conceito poderá permitir que as VREs beneficiem da economia de escala na participação em mercado e do conhecimento deste para aumentarem os seus retornos económicos (Silva, 2016).

### 3.6.1 Armazenamento ligado à geração eólica

#### **As novas gerações de sistemas de armazenamento**

É também, hoje em dia, um dado adquirido que os sistemas de armazenamento vão ter um papel da maior relevância nas redes elétricas do futuro. Portugal, beneficiando das condições naturais de que dispõe, tem apostado, e bem, nos sistemas de armazenamento hidroelétrico, devendo continuar esta aposta, nomeadamente ao nível da digitalização / simulação de sistemas hidroelétricos e exploração do potencial de flexibilidade, tanto em sistemas dotados de bombagem com velocidade variável como também em sistemas dotados de bombas de velocidade fixa. No entanto, a importância dos sistemas de armazenamento eletroquímico em baterias não deve ser descurada. No futuro, é de esperar uma descida continuada dos custos de investimento nesta tecnologia de armazenamento, bem assim como desenvolvimentos tecnológicos no sentido de aumentar a capacidade de armazenamento. Na perspetiva da rede elétrica, em particular na rede de distribuição, a um nível local ou regional, a existência deste tipo de armazenamento é muito recomendável para complementar a variabilidade intrínseca das energias solar FV e eólica. As baterias podem ter aplicação em domínios tão variados como regulação de tensão e frequência, redução de perdas, minimização da distorção harmónica, redução da ponta, só para mencionar alguns dos mais importantes, pelo que são equipamentos muito apreciados pelos operadores da rede. Os sistemas de armazenamento com baterias têm uma expectável enorme valia futura, designadamente, a um nível local, pelo que se recomenda que esta tecnologia de armazenamento seja considerada um elemento chave na melhoria da qualidade de serviço da rede de distribuição no futuro.

### 3.6.2 Capacidade da Tecnologia para prestação de serviços de rede

#### **Prestação de serviços de rede**

Os enormes desenvolvimentos verificados nos dispositivos eletrónicos de potência que são usados para fazer a interface entre os geradores de base renovável (vento e solar FV) e a rede elétrica, os chamados inversores, possibilitaram que as tecnologias eólica, solar FV, mas também as baterias, sejam hoje considerados parceiros confiáveis capazes de providenciar serviços de rede. Michael Milligan, um reputado investigador norte-americano, publicou recentemente (nov. 2018) um artigo (*Sources of Grid Reliability Services*) (Miligan, 2018), em que identifica e avalia a capacidade das diferentes tecnologias eletroprodutoras (incluindo baterias) para fornecer serviços de rede (figura 7).

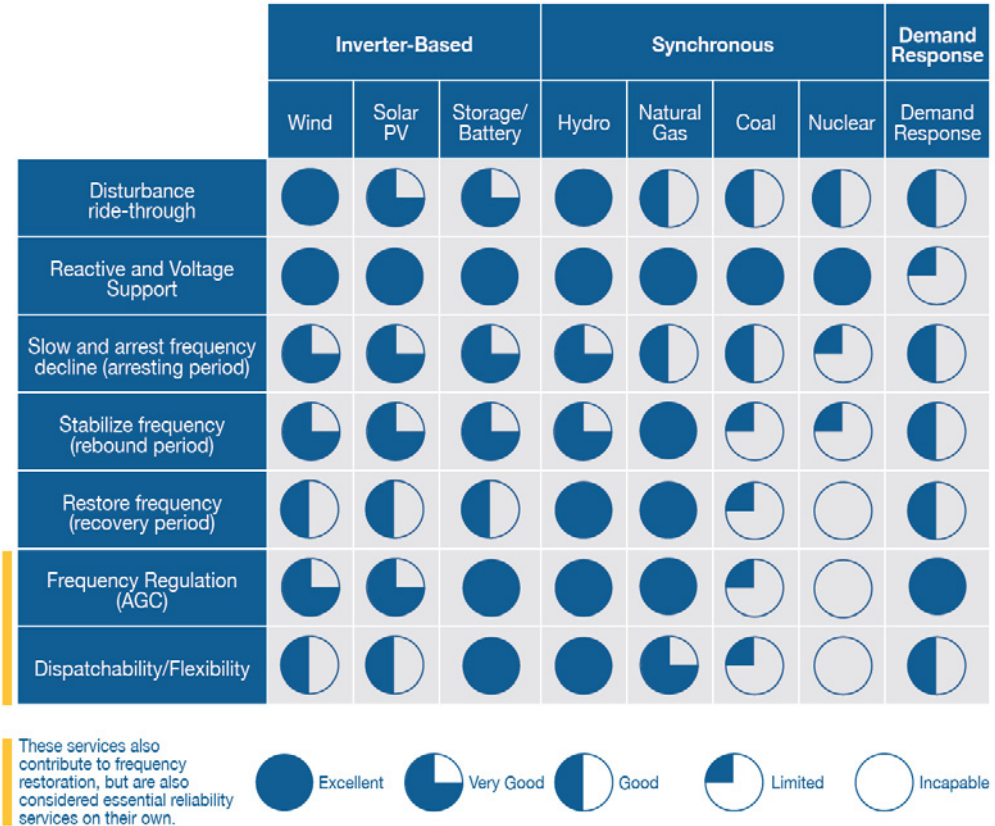


Figura 7 – Identificação e avaliação dos serviços de rede prestados pelas tecnologias eletroprodutoras (Fonte: Miligan, 2018)

Pode verificar-se que as tecnologias eólicas e solar PV, mas também as baterias, são capazes de providenciar de forma satisfatória um conjunto relevante de serviços de rede, ao contrário do que se pensava antigamente. Os modernos inversores são de facto o elemento-chave capaz de controlar rápida e eficazmente a forma como o recurso interage com o sistema elétrico. A tecnologia existe e a necessidade também, faltam incentivos económicos, a ser definidos em ambiente regulatório, que promovam o seu desenvolvimento e aplicação a este fim, remunerando adequadamente os diferentes tipos de serviços prestados.

### 3.6.3 Outras aplicações da tecnologia eólica

#### **Eletrificação de locais remotos**

A tecnologia eólica não tem aplicação apenas em conversores ligados à rede. São conhecidas também as suas aplicações em sistemas autónomos *off-grid*, nomeadamente em associação com outras tecnologias renováveis e com baterias de suporte. Em países ou regiões menos desenvolvidas, onde a rede elétrica não cobre as necessidades elétricas de toda a população, é evidente o potencial desta solução para providenciar necessidades de consumo básicas, incluindo sistemas de bombagem de água. Quando comparados com as soluções tradicionais, usando geradores que queimam combustíveis fósseis, estes sistemas híbridos (eólico + solar FV + baterias) são hoje em dia, em muitos casos, a solução mais barata e ambientalmente sustentável para oferecer às populações desfavorecidas os níveis de conforto mais básicos.

#### **Alimentação de sistemas de dessalinização**

Atualmente, o crescimento exponencial da procura de água doce levou à instalação crescente de mais de 18000 sistemas de dessalinização, garantindo uma produção média de água de 86,8 milhões de m<sup>3</sup> / dia (IDA, 2013). Atualmente, em várias regiões do globo, a utilização destes sistemas em zonas costeiras para tratamento de água do mar, com especial ênfase em regiões insulares (ilhas e penínsulas) tem observado um crescimento elevado, dando preferência a sistemas que recorrem a osmose inversa (SWRO), pois produz água dessalinizada com custos mais baixos e menores exigências energéticas quando comparada com outros processos (por exemplo, com base térmica) (J.M. Arnal, 2005). Ainda assim, estes processos exigem alimentação do sistema com energia elétrica de suporte, a qual é frequentemente assegurada com recurso a baterias ou sistemas diesel. Esta problemática assume especial relevância em regiões com escassos recursos económicos, baixa produção da cadeia agroalimentar e altamente povoada, tendo grandes necessidades agrícolas. Muito embora este não seja o caso da maioria das regiões de Portugal atualmente, num futuro próximo esta questão poderá assumir uma relevância significativa, pelo que, o recurso a estes sistemas pode ter de vir a ser uma realidade também em Portugal.

Apesar de promissor, o uso de energias renováveis em sistemas de dessalinização, tem tido pouco sucesso devido à sua variabilidade no tempo e apenas cerca de 1% dos sistemas de dessalinização são fornecidos localmente por sistemas de energia renovável (RES) (Mutjaba, 2018). A alta variabilidade do FER e o grande aumento das necessidades de água nos últimos anos exigiram sistemas de *backup* para garantir a operação contínua dos sistemas de dessalinização, especialmente quando operando em regiões remotas. Vários sistemas de dessalinização que usam energias renováveis têm um grande conjunto de baterias ou geradores a diesel associados ao sistema de suprimento de energia como *backup*, e esses são geralmente sobredimensionados e com um forte impacto ambiental devido ao uso de grandes sistemas de armazenamento de energia e diesel geradores.

No entanto, estas questões podem ser resolvidas com a criação de sistemas de energia modulares otimizados de base renovável – eólica, solar e/ou híbridos – para alimentação de sistemas de dessalinização. Da mesma forma, o estudo do aproveitamento da produção eólica convencional, cujo excedente muitas vezes não é aproveitado em períodos de eleva-

da penetração eólica, pode igualmente ser aproveitado, com uma gestão otimizada, para alimentação de sistemas de dessalinização.

Atualmente o recurso a energias renováveis para alimentação de sistemas de dessalinização é já usado nalgumas geografias, como são o caso de Lanzarote e Gran Canária em Espanha, onde a produção de água potável tem um custo assinalável. A aplicação de tais tecnologias em Portugal afigura-se, pois, como interessante para analisar em locais ermos que apresentem simultaneamente um recurso eólico interessante e uma estrutura de captação de transporte de água que a encareça significativamente.

## 4. Cadeia de valor do setor eólico

O desenvolvimento do setor eólico foi acompanhado por um crescimento contínuo da sua cadeia de valor. A título de exemplo, no desiderato de aproveitar o potencial energético deste recurso, fabricantes de turbinas eólicas instalaram-se em Portugal e integraram os clusters industriais eólicos em desenvolvimento, objeto de concursos internacionais lançados em 2006 e 2007. Adicionalmente, novos serviços e produtos, começaram a ser desenvolvidos por empresas de serviços e institutos de I&D e Inovação, que em muitos casos, representou uma mudança no *core* das suas atividades. Neste contexto, torna-se necessário identificar e debater novos serviços e produtos que permitam aumentar a participação da economia nacional na cadeia de valor do setor eólico.

Neste contexto, é significativo o envolvimento da indústria metalomecânica na construção de torres eólicas e, em menor escala, de estruturas *offshore*, a existência de dois pólos industriais de fabrico de grandes componentes de aerogeradores, da ENERCON e Viana do Castelo e Siemens-Gamesa em Vagos, que representaram um Investimento Direto Estrangeiros de centenas de milhões de euros na economia nacional, assim como um conjunto de empresas e instituições que se especializaram a prestar serviços neste campo.

Realça-se também a área das energias renováveis marinhas, em particular a área de energia eólica *offshore*, onde Portugal é pioneiro na instalação do primeiro parque eólico flutuante. A concretização do potencial das tecnologias renováveis marinhas requer a construção de uma nova cadeia de valor que combine competências associadas às novas tecnologias com atividades e competências complementares presentes na indústria nacional, as quais terão de ser mobilizadas para suportar uma área ainda emergente e incerta. Estudos dentro

desta temática, foram conduzidos no âmbito do projeto *OffshorePlan*<sup>4</sup>, entre 2017 e 2019, onde foram lançados questionários a várias empresas do setor eólico e de setores com atividades similares e com potencial interesse em enveredar nesta área, tendo-se obtido várias respostas que permitiram perceber quais as principais barreiras enfrentadas pelas empresas que pretendem iniciar a sua atividade nesta área, e quais as medidas que precisariam de ver implementadas para o efeito.

Deste trabalho ficou visível que as maiores dificuldades enfrentadas pelas empresas que já se encontram no setor se referem a ausência de políticas de apoio enquanto que as que pretendem iniciar a sua atividade referem a necessidade de desenvolver novas competências. O ponto comum entre ambos o tipo de empresas refere-se essencialmente à falta de oportunidades na área devido ao número ainda limitado de projetos o qual não assegura uma procura estável dos serviços a prestar.

Da mesma forma, as empresas que já se encontram na área viram a necessidade de alterar os procedimentos e introduzir novas atividades para adaptação ao setor.

Deste trabalho resultaram algumas conclusões e orientações que se consideram relevantes para o desenvolvimento do setor. Estas apresentam-se na tabela 2.

Tabela 2 – Direções para atuação futura

Direções para atuação futura	
1	Aquisição de novas competências – formação especializada
2	Necessidades de investimento – Incentivos & acesso a financiamento
3	Estabelecimento de parcerias que promovem alinhamento de atores & aprendizagem (tecnológica, mercado, organização) – Incentivos à colaboração
4	Reforço da inovação dirigida para a nova área – Sistemas de apoio orientados
5	Aumento de oportunidades para desenvolvimento de competências e criação de mercado – Promoção de projetos experimentais (teste e demonstração)

4 - Projeto *OffshorePlan* - Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal, (POSEUR – 01-1001-FC-000007), co-financiado pelo Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (POSEUR), através do Portugal 2020 e do Fundo de Coesão.

#### #4. Oceantrans – Ocean Energies Technologies Potential Transformation



O projeto investiga as condições em que a transição para um sistema de energia sustentável pode impulsionar a transformação de indústrias existentes (estabelecidas ou em declínio), a partir da análise do processo de construção de um novo sistema em torno das tecnologias renováveis marinhas.

FCT PTDC/GES-OUT/30559/2017 **FCT** Fundação para a Ciência e a Tecnologia.

Na sequência dos resultados obtidos nesta vertente, outros estudos continuam a ser desenvolvidos, entre os quais o projeto OceanTrans que continua o trabalho na área sócio-económica das energias marinhas (ver caixa informativa #4).

### 4.1 Economia circular

Com a chegada do fim de vida da primeira geração de aerogeradores em Portugal - instalada na década de 1990 - a recuperação dos materiais residuais é um problema real que irá aumentar nos próximos anos. A desativação dos aerogeradores faz-se normalmente em quatro partes: a base de betão, a torre em aço, *nacelle* com sistemas mecânicos e elétricos, e as pás do rotor. Atualmente já existem soluções industriais de reciclagem das três primeiras partes. O principal problema reside nas pás que correspondem a apenas 2% a 3% da massa de um aerogerador, mas são elementos críticos no processo de revalorização. As pás são elementos heterogêneos constituídos por compósitos de madeira, fibra de vidro e/ou fibra de carbono, não havendo ainda soluções de reutilização ou reciclagem no mercado.

Na Europa estima-se que até 2020 cerca de 50000 toneladas de pás de aerogeradores cheguem aos centros de gestão de resíduos sem que exista uma solução de reciclagem estabelecida. Esse número irá quadruplicar em pouco mais de uma década, sendo estimadas as 200000 toneladas em 2034.

A reutilização de partes de pás desativadas para fins distintos da energia eólica, ou a sua transformação em novos materiais através da trituração e posterior incorporação em outros componentes como cimentos ou alcatrões são caminhos possíveis para a mitigação deste problema ambiental latente. Ao mesmo tempo, e numa perspetiva de economia circular, poderão ser criadas novas oportunidades de negócio para outras áreas da indústria nacional (ver caixa informativa #5).



#5. A Toca resulta do projeto - *Product Development and Industrial Processing* - do Instituto Politécnico de Bragança e UCL – Odense, Dinamarca, 2016 (Ribeiro, 2018).



A matéria resultante da "trituração" das pás.

A Toca

A Toca é um casulo de estudo e de descanso para áreas de circulação de edifícios públicos. É um produto modular que recorre a materiais naturais e reciclados como cortiça e palha das pás podendo ser explorado em diversas cores, composições e disposições.

## 5. Resposta SCT e transferência de valor para o setor industrial

Diversos estudos têm sido realizados nas últimas décadas pelo setor R&D em Portugal na área da energia eólica, desde a componente tecnológica - design de componentes de turbinas eólicas, ensaios de materiais para a produção de microturbinas eólicas, pás de turbinas, etc - integração na rede elétrica, otimização da produção de energia elétrica, avaliação do recurso eólico em ambientes de elevada complexidade, *offshore*, etc. Todos estes estudos trouxeram mais valias expressivas ao setor eólico, tendo inclusive resultado no registo de várias patentes e disponibilização de ferramentas várias.

No entanto, dado o estado atual do setor eólico Português e a contínua evolução do setor eólico ao nível mundial, outras questões vão surgindo e que carecem de uma intervenção mais assertiva dos investigadores e técnicos envolvidos nesta área.

A existência de um parque nacional em operação e a aproximar-se do seu fim de vida útil, algo que irá iniciar se em força até meados da década que agora se inicia, constituirá uma das principais prioridades do SCT e aquela que terá aplicação imediata mais significativa. De facto, o desenvolvimento de métodos e ferramentas que permitam uma avaliação *cost-effective* da saúde estrutural dos componentes de um aerogerador assim como a estimativa da sua vida útil remanescente, com ou sem retrofit para alguns componentes específicos, encontra-se no caminho crítico do processo de decisão por parte dos investidores. Constituindo-se esta como uma área relativamente incipiente na indústria, não só a nível nacional como no contexto internacional, deve ser considerada como prioritária pelo SCT.

A energia eólica *offshore* é uma das subáreas com maior interesse em Portugal. O elevado recurso existente e a vasta zona marítima que caracterizam o território Português, fazem desta uma aposta do Estado Português no setor das renováveis. No entanto, o elevado

custo associado à realização de campanhas experimentais para avaliação do recurso e o incremento nos custos de investimento face ao caso *onshore* (incluindo toda a infraestrutura de ligação à rede elétrica), obriga a um planeamento cuidado e à procura de soluções menos onerosas para a implementação destes projetos.

Não se pode deixar de considerar que uma das prioridades dos últimos Governos é o de reduzir os custos para os consumidores pelo que a eólica *offshore* em Portugal ainda não é atualmente competitiva, em especial quando comparada com a eólica *onshore* ou com a solar fotovoltaica, pelo que o desenvolvimento *offshore* tem de ser encarado com as devidas cautelas. Contudo, o previsível aumento da mobilidade elétrica (ME) vai fazer aumentar a procura de energia nos grandes centros urbanos<sup>5</sup> sendo que os indicadores atuais revelam que o potencial *offshore* nas proximidades destas zonas é muito significativo. Adicionalmente, as tendências expressas nos modelos de alterações climáticas apontam claramente para uma redução da pluviosidade em algumas regiões do país e da intensidade média do vento. Ambas com incidência direta na capacidade produtiva. A quebra na pluviosidade afetará também a capacidade de abastecimento para consumo humano. Uma quebra substantiva e por períodos extensos conduzirá a que a instalação de centrais de dessalinização seja uma possibilidade a não ser descartada. Centrais estas que são altamente consumidoras de energia. O seu natural posicionamento na orla costeira poderá beneficiar de unidades de tecnologia eólica *offshore* (flutuante e/ou fixa).

Nas tecnologias de produção em desenvolvimento, como a eólica *offshore*, deverá enforçar-se o esforço de I&D e Inovação no aumento de fiabilidade e redução de custos (nomeadamente otimização de operação e manutenção - O&M, por introdução de robotização, etc.) em águas pouco profundas até intermédias); ou nomeadamente em fundações, amarrações e controlo de turbinas para o eólico *offshore* de águas mais profundas (continuar aposta no projeto *WindFloat*, considerar alternativas). A mais longo prazo considera-se importante avaliar / desenvolver novos materiais como o betão para fundações, torres, etc.

Destaca-se ainda a área da produção descentralizada - micro e mini produção eólica, habitualmente aplicada em zonas urbanas ou construídas, as quais contam com uma complexidade acrescida na avaliação do recurso eólico implicando, igualmente, uma maior dificuldade na escolha do local mais apropriado do ponto de vista energético, económico e social.

A possibilidade de produção de eletricidade para autoconsumo assume maior relevância para o consumidor individual e, se em número significativo, reduzirá a procura na rede. A legislação atual exige que potências instaladas superiores a 1,5 kW (para instalações ligadas à rede pública) sejam sujeitas a um processo de licenciamento idêntico ao exigido para potências de 1 MW. Há, seguramente, razões técnicas para, por esta via, se prevenir a injeção na rede de energia excedentária de tão fracas potências (por si só insuficientes para qualquer consumidor mediano). No entanto o SCT conseguirá, certamente, desenvolver

---

<sup>5</sup> - A título de exemplo, se o parque automóvel de ligeiros da área metropolitana de Lisboa se convertesse totalmente em ME a energia anual necessária era equivalente à produzida anualmente por cerca de 9 centrais de Castelo de Bode.

equipamento que garanta a não injeção de energia excedentária na rede o que permitiria agilizar a instalação de pequenas unidades, mas com potência mais adaptada aos consumos que pretendem satisfazer.

Neste contexto, torna-se necessário debater como pode o SCT contribuir (mais) para o desenvolvimento do setor eólico e como este setor pode suprir as necessidades da indústria, dos promotores, dos legisladores, entre outros para o cumprimento os compromissos assumidos pelo estado Português para o horizonte 2030-2050.

## 6. Contribuição para a discussão pública do PNEC 2030

Segundo as projeções do PNEC 2030 , prevê-se que a capacidade eólica instalada em 2030 seja de 9 GW, o que implica uma capacidade adicional de cerca de 3 GW em relação à capacidade atual. Considerando o limite de tempo de vida útil dos aerogeradores das centrais eólica (20 anos), significa que até 2030 será necessário substituir cerca de 3,9 GW da capacidade eólica atualmente instalada (adiante designada apenas por *repowering*). Assim, no horizonte de 2030 a capacidade eólica a instalar em Portugal, adicional e de *repowering*, deverá rondar os 6,5 GW, o que equivale a uma capacidade média anual a instalar, entre 2020 e 2030, de 590 MW. Admitindo um investimento médio de 750000 euros, por cada MW de capacidade eólica instalada até 2030, significa que o investimento total necessário realizar será de aproximadamente 5 mil milhões de euros. Face a este cenário de capacidade eólica a instalar até 2030, e tendo em conta que o investimento a realizar é exclusivamente privado, infra são apresentadas algumas propostas de medidas em matéria de financiamento, fiscalidade e ambiente identificadas pelo grupo de trabalho de energia eólica.

### Financiamento

O financiamento do investimento privado na capacidade eólica a instalar até 2030 está intimamente ligada às questões suscitadas sobre a integração das renováveis nos mercados da eletricidade, e que resultam essencialmente da alteração de regimes remuneratórios de tarifa garantida (*feed-in tariffs*) para regimes remuneratórios assentes na comercialização da produção de eletricidade, seja em mercados regulados ou organizados, seja através de contratos de compra de energia a longo prazo (*Power Purchase Agreements*, PPAs).

Desta alteração resulta, conseqüentemente, uma evolução para modelos de financiamento mais complexos, decerto com custos de financiamento e níveis de capitais próprios mais elevados, que contribuirão, por um lado, para a entrada de novos investidores e novas instituições financeiras menos adversos aos riscos de mercado, por outro, para a concentração da capacidade eólica instalada em empresas de maior capacidade financeira.

Nesse sentido, a previsibilidade das receitas geradas pela produção de eólica durante o período de amortização do investimento continuará a ser um elemento-chave ao modelo de financiamento adotado e, conseqüentemente, à realização do investimento.

Segundo o PNEC 2030 “perspetiva-se o recurso aos instrumentos de apoio da UE, no âmbito do Quadro Financeiro Plurianual 2021-2027”, nomeadamente através dos Fundos Estruturais e do Fundo Europeu para Investimento Estratégicos (Banco Europeu de Investimento), o que permitirá alavancar o investimento privado na capacidade eólica a instalar até 2030.

Este tipo de apoio financeiro da União Europeia (UE) tem sido prática corrente em sucessivos quadros financeiros plurianuais e em muitos Estados-Membro, inclusive em combinação com regimes remuneratórios de tarifa garantida ou outros mecanismos de apoio.

Assim, em contexto de regime de mercado e de uma maior exigência em capitais próprios no financiamento do investimento, Portugal deverá aproveitar o Quadro Financeiro Plurianual 2021-2027 da UE, designadamente através da inclusão de medidas de incentivo específicas à instalação de nova capacidade eólica e de *repowering* no âmbito do quadro comunitário Portugal 2030.

## Fiscalidade

Atualmente as empresas de produção de eletricidade renovável, em particular de origem eólica, têm por obrigação o pagamento das seguintes contribuições ao Estado Português:

- ◆ Renda de 2,5% sobre o pagamento mensal da eletricidade produzida pelas centrais eólicas, prevista no Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio (Energia, 1988), alterado sucessivamente e com a redação atual dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro;
- ◆ Compensação anual ao SEN para manutenção das tarifas garantidas, conforme prevista no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, da qual resulta a aplicação, por mais 5 ou 7 anos, de uma tarifa ao preço de mercado balizada entre valores limite;
- ◆ Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético, decorrente da Lei do Orçamento de Estado de 2019.

Se a estas contribuições acrescentarmos a taxa de IRC, as taxas de derrama estadual e derrama municipal (quando aplicáveis), e o IMI (do qual têm resultado inúmeros processos judiciais contra o Estado), teremos uma taxa de tributação efetiva na ordem dos 45%.

Um enquadramento fiscal com este nível de carga fiscal, penalizador ao investimento, incerto, sujeito a ciclos eleitorais e orçamentais do Estado, e porventura contrário a acordos internacionais no domínio energético, será certamente um fator dissuasor à realização do investimento privado na capacidade eólica a instalar até 2030.

Assim, face aos desafios decorrentes do PNEC 2030, há que rever o enquadramento fiscal das empresas de produção de eletricidade renovável, designadamente no sentido da não manutenção da CESE e da revisão da base de incidência do IMI.

Por último, reconhecendo o papel determinante das autarquias e comunidades locais no desenvolvimento da capacidade eólica em Portugal, deverá ser equacionada a redução/extinção da renda paga aos municípios e a fixação de rendas reguladas pelos direitos de utilização de terrenos (públicos, privados ou comunitários).

## Ambiente

Segundo a legislação nacional e comunitária, a preparação e aprovação de planos setoriais com um horizonte temporal de longo prazo está sujeita a uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), pelo que deveria ser considerada no âmbito do processo de aprovação do PNEC 2030, integrando as questões ambientais e de sustentabilidade que resultam da sua implementação (aspetos biofísicos, sociais, institucionais e económicos).

A realização do AAE deverá servir também de enquadramento aos processos de decisão sobre os projetos de capacidade eólica a instalar até 2030, abrangidos pelo regime de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), prevenindo conflitos, evitando atrasos e permitindo melhorar o planeamento e a execução desses mesmos projetos.

No entanto, importa clarificar o processo de apreciação e decisão dos projetos de *repowering* no âmbito do regime de AIA.

Estes projetos, além de permitirem manter, senão mesmo aumentar, a produção de eletricidade renovável e todos os benefícios daí decorrentes (ambientais, sociais e económicos), podem igualmente reduzir um conjunto de impactes ambientais resultantes da exploração da central eólica, nomeadamente ao nível da ocupação do solo, dos habitats, da fauna, do ruído, entre outros aspetos.

Nesse sentido, o regime de AIA deveria considerar a especificidade dos projetos de *repowering*, estabelecendo critérios claros (por exemplo, o número de aerogeradores, a área ocupada, a área de varrimento, etc.) que permitissem simplificar, ou mesmo dispensar, o respetivo processo de apreciação e de decisão por parte das autoridades ambientais.

Em maio de 2019 o LNEG organizou uma sessão de apresentação das medidas propostas pelos vários grupos de trabalho do Fórum das Energias Renováveis 2020 para o PNEC no período de discussão pública que ocorreu no final do primeiro semestre de 2019. Para alcançar os objetivos apresentados é necessário definir e implementar um conjunto de medidas estratégicas ao nível técnico, económico e regulamentar.

Nos parágrafos que se seguem, apresentam-se as propostas do grupo (*core* e alargado) de trabalho de Energia Eólica as quais pretendem não só contribuir para o desenvolvimento de ações com vista ao cumprimento dos objetivos preconizados no PNEC, mas também, perceber como atingiremos estes objetivos. O que precisamos de fazer e que decisões devem ser tomadas e qual o papel da Energia Eólica num sistema elétrico ~100% renovável.

## 6.1 Medidas propostas pelo grupo de trabalho de Energia Eólica por objetivo do PNEC 2030

As medidas preconizadas no PNEC 2030 encontram-se classificadas em 8 grandes objetivos os quais se elencam de seguida:

- 01:** Descarbonizar a economia nacional
- 02:** Dar prioridade à eficiência energética
- 03:** Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país
- 04:** Garantir a segurança de abastecimento
- 05:** Promover a mobilidade sustentável
- 06:** Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro de carbono
- 07:** Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva
- 08:** Garantir uma transição justa, democrática e coesa

Para responder a estes objetivos, o Fórum definiu 5 tipos de medidas as quais se apresentam na figura 8:



Figura 8 - Tipologia de medidas definidas no âmbito do Fórum Renováveis 2020, como contribuição para o PNEC 2030.



Neste grupo de trabalho foram apresentadas propostas no âmbito dos objetivos O1, O3, O4, O7 e O8.

## O1: Descarbonizar a economia nacional

### **1. Regulatórias e de Planeamento**

- ◆ Impulsionar o planeamento estratégico da instalação da nova capacidade eólica.

### **2. Económicas, Financeiras e Fiscais**

- ◆ Rever o enquadramento fiscal das empresas de produção de eletricidade renovável, designadamente, CESE e definição adequada da base de incidência do IMI;
- ◆ Fomentar o investimento privado - Quadro Financeiro Plurianual 2021-2027 da UE, designadamente através da inclusão de medidas de incentivo específicas à instalação de nova capacidade eólica, de *repowering* e de sobre-equipamento no âmbito do Portugal 2030;
- ◆ Implementação de mecanismos de estabilização de receitas que confirmem visibilidade a longo prazo e que remunerem adequadamente o investimento feito, com o mercado grossista a funcionar para a otimização de curto prazo da geração;
- ◆ Leilões de contratos de longo-prazo como mecanismo de promoção ao investimento em tecnologias renováveis – redução de custos de capital, definição de preços competitivos, redução de custos para o consumidor;
- ◆ Equacionar a redução/extinção da renda paga aos municípios - energia eólica é a única tecnologia obrigada a este pagamento.

### **3. Sociais e Educacionais**

- ◆ Sensibilização dos consumidores para o uso de energias renováveis como contributo para a transição energética.

### **4. I&D**

- ◆ Focar I&D na redução de custo e aumento de *performance/eficiência*. Casos mais relevantes na eólica *offshore* e turbinas eólicas de baixa potência nesta vertente.

## O3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país

### **1. Regulatórias e de Planeamento**

- ◆ Incentivar o *Repowering* - Aproveitamento dos locais com elevado recurso energético com equipamentos de tecnologias menos eficientes e tecnologicamente menos evoluídas, visando a sustentabilidade económica dos investimentos;
- ◆ Regular o *Repowering* de Centrais Eólicas - Criação de regras claras, em especial nos procedimentos de licenciamento e de aplicação de tarifas de venda da energia;
- ◆ Adequação do regime de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) - Criação de critérios e procedimentos claros - esta adequação facilita igualmente o processo de avaliação por parte das entidades competentes, tornando-o mais eficaz e célere;
- ◆ Incentivar o sobre-equipamento de parques eólicos;
- ◆ Aumento do valor da capacidade adicional permitida - atualmente nos 20%, de forma a potenciar a capacidade de ligação instalada, fazendo baixar o custo de produção e aumentando a eletricidade de origem renovável sem recorrer a novos locais;
- ◆ Adoção de novos paradigmas no planeamento de nova capacidade eólica (*onshore* e *offshore*) a instalar. Ex.: Valorização do valor da eletricidade produzida para o sistema eletroprodutor, de forma a reduzir os requisitos de flexibilidade necessários para lidar com a variabilidade desta fonte de energia;
- ◆ Inclusão de estudos de planeamento flexível da integração de sistemas de energias renováveis nos planos de ordenamento do território e PDMs. Fulcral no caso *onshore* e microgeração, face ao acréscimo previsto até 2030;
- ◆ Avaliação Ambiental Estratégica de forma a promover a articulação entre políticas energéticas, ambientais e ordenamento do território – Ação da responsabilidade do Ministério do Ambiente e da Transição Energética (MATE), e não de cada promotor. MATE define as opções estratégicas e não os promotores;
- ◆ Criação de um único interlocutor entre o promotor e as autoridades competentes para o desenvolvimento de projetos – ex. criação de balcão único, *one stop shop*, ou similar;
- ◆ Redução da dispersão de diplomas legais – existem atualmente dezenas (se não centenas) de diplomas legais necessários à dinâmica da instalação e operação de centrais renováveis;
- ◆ Estabilidade regulatória – de forma a atrair os investidores para um setor que funciona a longo prazo, e com isto diminuir o risco do investimento e consequentemente criar condições para diminuir custos para o consumidor.

## **2. Económicas, Financeiras e Fiscais**

- ◆ Mecanismos de atração de capital;
- ◆ Mecanismos de articulação com o poder local.

## **3. Técnicas e Operacionais**

- ◆ Privilegiar os procedimentos de O&M preditiva, potenciada por tecnologia de ponta – constituem ações de baixo custo / alto impacto, que devem ser priorizadas;
- ◆ Implementação de CRV (Centrais Renováveis Virtuais) tendo em vista a otimização da gestão da rede elétrica;
- ◆ Permitir o despacho agregado da geração eólica, permitindo aos promotores tomar as melhores decisões técnico-económicas na gestão do seu cabaz de produção (recomendação da ERSE, onde os produtores, mesmo com tarifa garantida, fazem previsões e pagam pelos seus desvios) e possibilitando a diminuição desses mesmos desvios.

## **4. Sociais e Educacionais**

- ◆ Sensibilização dos Consumidores para o uso de energias renováveis em ambiente urbano e peri/urbano;
- ◆ Sensibilização para a otimização dos consumos em concordância com a variabilidade dos recursos renováveis.

## **5. I&D**

- ◆ Eólica *Offshore*;
- ◆ Aumento de fiabilidade e redução de custos - nomeadamente otimização de O&M por introdução de robotização, etc. em águas pouco profundas até intermédias; fundações, amarrações e controlo de turbinas para o eólico *offshore* de águas mais profundas (continuidade *WindFloat*, considerar alternativas);
- ◆ Desenvolver novos materiais para fundações, torres, componentes - materiais compostos, etc. Promover a investigação neste setor em articulação com os objetivos estratégicos de desenvolvimento das energias marinhas;
- ◆ *Big Data* potenciado pela IoT (*Internet of Things*) / sensorização e usar computação avançada e inteligência artificial para extrair mais valor dos ativos eólicos visando o aumento do tempo de vida por manutenção preditiva / prescritiva;
- ◆ Aspectos Gerais;
- ◆ I&D em metodologias de planeamento da integração de energias renováveis na rede elétrica, bem como a sua coordenação com os planos de ordenamento do

território → Fulcral no caso *onshore* e microgeração, tendo vista o acréscimo de capacidade eólica a cumprir até 2030;

- ◆ Desenvolvimento de metodologias e tecnologia para o aproveitamento da complementaridade dos recursos energéticos (Ex.: Eólico+PV; Eólico+Hídrica);
- ◆ Previsão de potência eólica – continuidade de I&D, condição essencial para permitir a integração de mais capacidade eólica (*onshore* e *offshore*) na rede elétrica, e a rentabilidade dos investimentos, bem como garantir a segurança de abastecimento e robustez do sistema eletroprodutor;
- ◆ I&D na caracterização, com elevada resolução, do recurso eólico *onshore* em Portugal;
- ◆ I&D em microturbinas (desenvolvimento) e na caracterização do escoamento eólico em ambiente urbano.

## O4: Garantir a segurança de abastecimento

### **1. Regulatórias e de Planeamento**

- ◆ Regulamentação para permitir a participação no fornecimento de reservas secundárias e terciárias (para descer e subir);
- ◆ Permitir a prestação de serviços de sistema por parte dos produtores eólicos.

### **2. Económicas, Financeiras e Fiscais**

- ◆ Mecanismos adequados de remuneração dos serviços de sistema e períodos de *curtailment*.

### **3. Técnicas e Operacionais**

- ◆ Reforço das interligações;
- ◆ Segurança de abastecimento.

### **5. I&D**

- ◆ I&D na contribuição dos conversores dos aerogeradores em providenciar serviços de sistema;
- ◆ I&D em sistemas de armazenamento para as diferentes escalas de variabilidade do recurso eólico;
- ◆ I&D em mecanismos de flexibilidade para lidar com integração em larga escala de energia eólica e interligação com outros vetores para aumentar o valor da eletricidade de origem eólica que apresenta um perfil de produção bastante característico em Portugal.

## O7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva

### **2. Económicas, Financeiras e Fiscais & 3. Técnicas e Operacionais**

- ◆ Fomentar o “Cluster Eólico Português 2.0” - contribuir para atingir metas do PNEC 2030.

### **5. I&D**

- ◆ I&D no aproveitamento das componentes de turbinas eólicas após o seu fim de vida útil, e que não são recicláveis nem reutilizáveis - Grande maioria não é aproveitada sendo remetida para aterros/lixeiros.

## O8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa

### **4. Sociais e Eduacionais**

- ◆ Sensibilização dos consumidores i) para o seu papel na transição energética e ii) do valor da eletricidade de origem renovável. Ex.: Desmistificação do termo “rendas excessivas” associado às energias renováveis;
- ◆ Reforçar e incentivar a formação no setor das energias renováveis;
- ◆ Formação avançada na área das energias renováveis – reformulação dos programas de estudo existentes de forma incluir a complementaridade disciplinar necessária à formação de profissionais nesta área;
- ◆ Criação de mais cursos de formação de pessoal técnico nesta área;
- ◆ Implementação de ações de divulgação do uso sustentável dos recursos naturais nas escolas do ensino básico (e secundário).

## 7. Notas finais

Este documento apresenta o resultado da discussão realizada no grupo de trabalho da Área de Energia Eólica, tendo incluído os tópicos mais relevantes e que refletem as preocupações dos principais intervenientes no desenvolvimento do setor eólico, em particular no que respeita, por um lado ao momento de transição energética em que nos encontramos, e por outro, à implementação de ações decorrentes das medidas propostas para o PNEC 2030 e RNC2050.

As metas propostas no PNEC 2030 configuram-se bastante ambiciosas em especial quando nos encontramos numa fase de fim de tarifa garantida de boa parte da capacidade eólica atualmente em operação em Portugal, e quando se prevê a instalação de cerca de 3 GW de capacidade eólica adicional até 2030 com investimento quase totalmente decorrente do setor privado. Da mesma forma, a capacidade atualmente em fase de instalação decorre ainda do último concurso de atribuição de potência, sendo necessário que num futuro próximo venham a ser lançadas novas iniciativas para a instalação de capacidade eólica com vista ao cumprimento das metas definidas para 2030. À semelhança do que ocorreu no caso da Energia Solar Fotovoltaica, espera-se que as novas iniciativas se configurem na forma de leilões e com regras e especificidades adaptadas à tecnologia eólica.

O caso do *repowering* foi amplamente discutido neste grupo salientando-se a necessidade de adaptação dos procedimentos de licenciamento em todos os passos até à obtenção da licença de exploração, com especial relevância no que respeita à obtenção da licença ambiental.

Salienta-se o caso da energia eólica *offshore*, onde as oportunidades de desenvolvimento e de criação de valor para a economia nacional são ainda muito significativas quer no que

respeita ao desenvolvimento das tecnologias de fundação e suporte, onde o desenvolvimento de novos materiais deve ser uma realidade, bem como o estudo de novas tecnologias ligadas à robotização de sistemas de manutenção consiste numa mais valia para o avanço do setor com especial relevância na redução dos custos associados a este tipo de projetos.

Este grupo discutiu ainda aspetos relacionados com áreas de investigação desenvolvimento e inovação tendo-se concluído haver vários tópicos em desenvolvimento e que se revestem do maior interesse para o desenvolvimento do setor eólico. Salienta-se a necessidade de apresentar soluções para tratamento dos componentes resultantes da desativação dos Parques Eólicos após o fim de vida útil das turbinas eólicas, onde a maior preocupação vai para as pás das turbinas que não são recicláveis e são atualmente não-reutilizáveis. Neste contexto, apresentaram-se neste documento algumas ideias e trabalhos em curso nesta área onde se torna necessário investir de forma a planear o futuro num contexto de Economia Circular.

Refere-se ainda a necessidade de proceder a um planeamento estruturado e holístico com a inclusão dos diversos setores intervenientes nesta área, incluindo a componente sócio-económica com a criação de novas cadeias de valor. Melhorar as metodologias já existentes, complementá-las, atualizá-las e disseminá-las periodicamente de forma a refletir o estado do setor e acompanhar a sua evolução é crucial para promover o desenvolvimento desta tecnologia e deve ser incentivado pelos diversos intervenientes do setor.

## Referências

- DGEG. (2019). DGEG. Obtido em 08 de maio de 2019, de <http://www.dgeg.gov.pt/>
- Energia, M. d. (1988). Decreto-Lei 189/88. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/374244/details/normal?q=Decreto-Lei+n.%C2%BA%20189%2F88>
- GovPT. (2019). Governo Português. Obtido em 08 de maio de 2019, de <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=6c5643a0-0dc6-4133-ae2c-efb66e8bf6fe>
- IDA. (2013). Desalination by the numbers. Obtido em 13 de abril de 2018, de <http://idade-sal.org/desalination-101/desalination-by-the-numbers/>
- J.M. Arnal, M. S. (2005). Concentration of brines from RO desalination plants by natural evaporation. *Desalination*, 182(1-3), pp. 435-439. Obtido de <https://doi.org/10.1016/j.desal.2005.02.036>
- MA. (2017). Decreto-Lei 152-B/2017. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/152-b/2017/12/11/p/dre/pt/html>
- MAMAOT. (2013). Decreto-Lei 151-B/2013. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/151-b/2013/10/31/p/dre/pt/html>
- MAOT. (2000). Decreto-Lei 69/2000. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/69/2000/05/03/p/dre/pt/html>
- MAOTE. (2014). Decreto-Lei 153/2014. Diário da República n.º 202/2014, Série I de 2014-



- 10-20. Lisboa: Diário da República Eletrónico. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/153/2014/10/20/p/dre/pt/html>
- MATE. (2019). Decreto-Lei 162/2019. Diário da República n.º 206/2019, Série I de 2019-10-25. (D. d. Eletrónico, Ed.) Lisboa. Obtido em 08 de 05 de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/162/2019/10/25/p/dre>
- MATE. (2019). Decreto-Lei 76/2019. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/76/2019/06/03/p/dre>
- MATE. (2019). Portaria 43/2019. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/port/43/2019/01/31/p/dre/pt/html>
- MEE. (2012). Decreto-Lei 215-B/2012. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/215-b/2012/10/08/p/dre/pt/html>
- MEE. (2013). Decreto-Lei 35/2013. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/35/2013/02/28/p/dre/pt/html>
- MEID. (2010). Decreto-Lei 51/2010. Diário da República Eletrónico. Lisboa. Obtido em 08 de maio de 2020, de <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/51/2010/05/20/p/dre/pt/html>
- Miligan, M. (2018). Sources of Grid Reliability Services. *The Electricity Journal*, 9(31), pp. 1-9. doi:10.106/j.tej.2018.10.002
- Mutjaba, N. G. (2018). Desalination using renewale energy. *Desalination*, 435(1-2). Obtido de <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.01.029>.
- PT. (2019). European comission. Obtido em 08 de maio de 2020, de [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt\\_final\\_necp\\_main\\_pt.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt_final_necp_main_pt.pdf)
- REN. (2019). REN. Obtido em 08 de maio de 2019, de <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>
- Ribeiro, Luis Frólén; Ribeiro, J.E.; Costa, Carlos Casimiro; Savosh, Larysa (2018). Decommissioned wind turbine blades: a pedagogical project on the uses of the raw material. In XIX International Scientific and Technical Conference "Progressive Techniques, Technology and Engineering Education". Kiev. Vol. 2, p. 19-21. <http://hdl.handle.net/10198/17790>
- Silva, A. R. (2016). Modelação e otimização do funcionamento de uma central renovável virtual. Lisboa: FCUL. Obtido de <http://hdl.handle.net/10451/25758>
- Simões, T., Couto, A., Estanqueiro, A. (2019). Contribuição da repotenciação de centrais eólicas para as metas do PNEC 2030. *Renováveis Magazine*, Vol. 38, 1º Trim 2019, pp. 20-22.
- UE. (2018). Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (Texto relevante para efeitos do EEE.). Bruxelas. Obtido em 08 de 05 de 2020, de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=celex:32018L2001>



# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

## Energia solar

António Joyce  
Susana Camelo

**Coordenador do Fórum:** Hélder Gonçalves (LNEG) - [helder.goncalves@lneg.pt](mailto:helder.goncalves@lneg.pt)

**Coordenador do Grupo de Trabalho (GT):** António Joyce (LNEG) - [antonio.joyce@lneg.pt](mailto:antonio.joyce@lneg.pt)

**Relatora do GT:** Susana Camelo (LNEG) - [susana.camelo@lneg.pt](mailto:susana.camelo@lneg.pt)

**Relatora do Fórum:** Justina Catarino (LNEG) - [justina.catarino@lneg.pt](mailto:justina.catarino@lneg.pt)

**Core Group:**

António Joyce – LNEG	Manuel Collares Pereira – UÉvora/IPES	Susana Camelo – LNEG
Francisco Pinto – APESF	Maria José Espírito Santo – DGEG	
João Farinha Mendes – LNEG	Maria João Carvalho – LNEG	
José Medeiros Pinto – APREN	Pedro Azevedo – LNEG	

**Grupo alargado:**

Miguel Centeno Brito	Ana Magalhães	António Alves Fonseca	Pedro Graça
João Serra	Ricardo Rato	António Vidigal	António Coelho
Vladimiro Miranda	Francisco Ferreira	Nuno Martins	Fernando Neto
Cláudio Monteiro	Júlia Seixas	Pedro Reis	Luís Coelho
Rui Castro	Luís Gil	João Oliveira	António Valleria
Manuel Mendes	Luís Silva	Rui Lobo	António Pitarma
Armando Oliveira	Jorge Esteves	Jorge Vaz	Ricardo Barbosa
Pedro Salomé	Silvino Spencer	Luís Godinho	Luís Tiago Ferreira

**Por organização**

ADENE	EDP Inovação	INEGI	OPENPLUS
ANI-Portugal 2020	EFACEC	INESC Porto	Politécnico Setúbal
APESF	ENERCOUTIM	ISQ	PRIREV
APREN	ERSE	IST	Universidade Aveiro
DGEG	FCUL	INL	UNL
EDP	FEUP	MCG	REN
EDP Distribuição.	FEUP/Renováveis Magazine	OPENRENEWABLES	ZERO

# ENERGIA SOLAR

Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020



# ENERGIA SOLAR

## Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

### Índice

Enquadramento	195
Energia solar para eletricidade	196
Questões da rede elétrica	204
Atuar do lado da procura	209
Armazenamento	211
Interligações	213
Produção distribuída e produção centralizada	216
Novos modelos de mercado	222
Solar térmico	224
Como dinamizar o solar térmico?	230
O solar no setor dos transportes	235
Formação, qualificação e classificação dos profissionais	237
Conclusões e recomendações	240





## Enquadramento

Integrado nos compromissos nacionais no âmbito do Acordo de Paris no sentido de reduzir as emissões de gases de efeito de estufa e limitar o aumento de temperatura global a 1,5°C, o Grupo de Energia Solar do Fórum das Energias Renováveis 2020 promoveu a discussão em torno de um melhor aproveitamento do Recurso Solar nacional, que é reconhecidamente elevado. Esta discussão envolve a contribuição da Energia Solar, direta ou indiretamente, nos setores da Eletricidade, do Aquecimento e Arrefecimento e dos Transportes.

Pretende-se perspetivar a utilização da Energia Solar no horizonte 2030-2050 e a sua contribuição para o objetivo de atingir a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050. Sendo centrada na Energia Solar esta discussão não deixa, contudo, de estar inserida na discussão mais ampla do papel global das Energias Renováveis no processo de descarbonização do setor Energético.

A discussão fez-se num grupo alargado de personalidades e especialistas ligados à Energia Solar, desde o lado da Oferta ao lado da Procura, passando pela sua conversão em Eletricidade e em Calor, de uma forma Distribuída ou Centralizada, pelo seu armazenamento e pela sua integração em redes energéticas.

O presente trabalho surge no momento em que foram já apresentados o Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050) e, muito em particular, o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) pretendendo ser também uma contribuição para a discussão pública deste último documento.

# Energia solar para eletricidade

A potência energética consumida mundialmente (16 TW de média anual) pode ser totalmente fornecida por cerca de 0,01% da potência solar média (174000 TW) que chega globalmente à Terra. Assim, é evidente a vantagem do uso direto da luz solar como fonte primária de energia na nossa sociedade, tendo como benefícios adicionais o facto de ser uma energia limpa, distribuída por todo o mundo, e inesgotável.

Portugal é um dos países da União Europeia com maiores índices de irradiação solar, recebendo em média anual cerca de 1,8 MWh/m<sup>2</sup> (quase o dobro do valor de cerca de 1 MWh/m<sup>2</sup> na Alemanha). As inovações atualmente em desenvolvimento a nível mundial na área da energia solar permitirão avanços pronunciados no estado-da-arte da tecnologia, possibilitando não só melhores eficiências de conversão da energia solar em Eletricidade ou Calor, como também uma mais fácil aplicação em produtos comerciais virados para o consumidor.

Assim, a aposta nesta tecnologia renovável possibilitará reforçar a posição de Portugal no mercado da energia solar, abrindo oportunidades para a indústria e criação de emprego.

De acordo com a versão 2019 do *Energy, transport and environment statistics* do Eurostat as Renováveis para eletricidade a nível da EU-28 representaram 30,7 % tendo em Portugal representado 54,2 %.

No entanto mais de um 1/3 do esforço de redução das emissões de gases de efeito de estufa terá que ser do setor eletroprodutor<sup>1</sup>.

---

1 – Estudo CENSE para a APREN 2018

Assim, e no âmbito dos compromissos nacionais para com os acordos de Paris e também das Diretivas Europeias relacionadas com a energia, nomeadamente da Diretiva das Energias Renováveis, coloca-se a objetivo de, no horizonte 2030-2050, o setor eletroprodutor ser tendencialmente 100 % renovável. O esforço para atingir aquela meta será, seguramente muito maior, quanto mais próxima estiver essa meta de ser alcançada.

Vários estudos e cenarizações têm vindo a ser efetuados tendo em conta alcançar aquele objetivo. De acordo com o estudo do CENSE os cenários de mitigação das alterações climáticas pressupõem a retirada de todo o carvão até 2030, continuando, contudo, uma componente de gás natural, associada a um processo de sequestração e armazenamento de carbono (CCS) como se pode ver na figura 1.

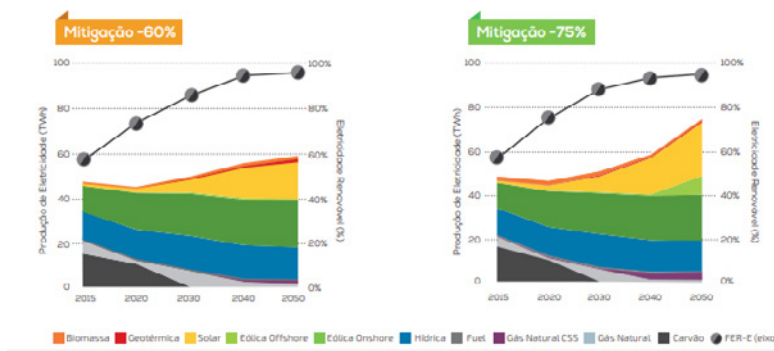


Figura 1 – Cenários de descarbonização (estudo CENSE para a APREN 2018)

Este estudo aponta que, para se atingirem os níveis de descarbonização necessários, a contribuição da eletricidade renovável deverá ser de pelo menos cerca de 80 % em 2030 e de 94% em 2050.

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050) e o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) lançados no final de 2018 e com os horizontes respetivamente de 2050 e 2030 abordam também e em detalhe esta questão. No caso do PNEC 2030 o objetivo proposto é coincidente com um dos cenários do já mencionado objetivo do trabalho do CENSE ou seja, pelo menos 80 % de renováveis para a produção de eletricidade em 2030 e tendencialmente 100 % de renováveis para eletricidade em 2050.

No presente trabalho perspetiva-se um caminho para a Eletricidade Solar que permita tendencialmente atingir os 100 % de eletricidade renovável em 2050 com o objetivo intermédio para 2030 do PNEC ou seja 80 %.

Para isso será necessário conhecer em primeiro lugar o estado atual da Procura de eletricidade em Portugal e em segundo lugar como essa Procura poderá evoluir e analisar diferentes opções do *mix* energético nacional e da respetiva componente solar.

Do lado da Procura o consumo de eletricidade em Portugal nos últimos 10 anos tem sido aproximadamente constante e com um valor da ordem dos 50 TWh/ano como se pode ver na linha a cheio da figura 2<sup>2</sup>.

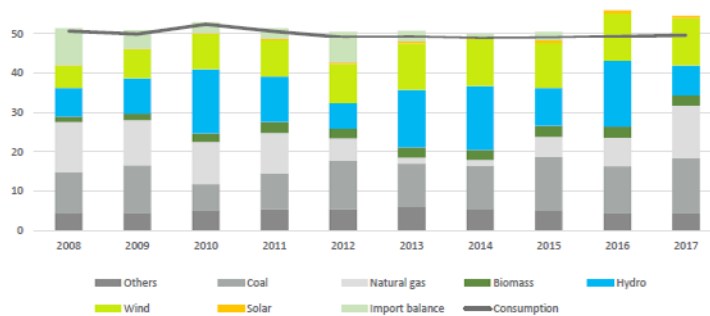


Figura 2 – Evolução da procura e da oferta de energia elétrica

De acordo com a DGEG no ano de 2017 o consumo de energia elétrica total em Portugal foi de 48 TWh.

É previsível, no entanto, que este consumo de eletricidade venha a aumentar, até 2050, quer porque a eletricidade se está a tornar o *energy carrier* dominante, quer porque se prevê também um aumento do consumo da eletricidade nos vários setores, nomeadamente no Residencial, na Indústria e na emergência da mobilidade elétrica no setor dos Transportes. Para além deste aumento, é necessário caracterizar os períodos de maior consumo sendo também de prever que os maiores consumos se darão no período diurno, em fase com o período de maior recurso solar.

Em segundo lugar conhecer qual o atual estado do lado da Oferta de eletricidade em Portugal e como a eletricidade solar poderá ter um papel relevante.

De acordo com os dados da DGEG a capacidade total de produção de energia elétrica em Portugal em 2017 foi de 21,6 GW sendo 13,8 GW correspondente à capacidade das Renováveis. Naquele ano, a produção total de eletricidade foi de 59,9 TWh, sendo 24,3 TWh de origem renovável dos quais 968 GWh corresponderam à produção Solar (Fotovoltaico) ou seja cerca de 2 % em relação ao consumo total de eletricidade em Portugal<sup>3</sup>.

Tendo em atenção os objetivos expressos quer no RNC2050 quer no PNEC 2030 o papel das Renováveis na produção de Eletricidade será de importância fundamental e espera-se que a eletricidade Solar tenha uma contribuição muito superior à atual. Para isso torna-se importante analisar as tecnologias de Produção Solar de eletricidade hoje disponíveis.

2 – Dados técnicos da REN 2017

3 – IEA- PVPS 2017 National Survey Report (DGEG, LNEG, APREN).

## O papel da conversão de energia solar para eletricidade

Do ponto de vista da Energia Solar para a produção de eletricidade existem basicamente duas vias com tecnologias muito distintas, mas que se podem eventualmente considerar complementares<sup>4</sup>: a via da conversão direta pelos sistemas Fotovoltaicos (PV na terminologia anglo saxónica) e a via da conversão térmica (STE- Solar Termo Elétrico ou CSP – *Concentrated Solar Power* na designação anglo saxónica).

A conversão Fotovoltaica tem tido um desenvolvimento ímpar de tal forma que atualmente é a tecnologia que mais capacidade instalou em 2017. O seu custo em termos de investimento (CAPEX) e de operação e manutenção (OPEX) está baixo e é previsível que assim se mantenha nos próximos anos<sup>5</sup>. Oferece também vantagens pelo fato de ser modular e poder ser utilizada numa gama de aplicações que vai desde os microsistemas, com apenas algumas centenas de W de potência, até aos sistemas centralizados com potências da ordem do GW. A sua produção, embora variável no tempo, não depende da existência de componente direta da radiação solar e centra-se no período central do dia. A sua associação com sistemas de armazenamento, tornando a tecnologia eventualmente despachável, é possível e uma das vias mais promissoras será a de conjugar os sistemas Fotovoltaicos com a produção de Hidrogénio por via da eletrólise, em alturas de pico de produção e preço baixo, ou nulo, de venda da energia produzida. A opção de armazenamento em baterias eletroquímicas, deve ser também considerada tendo em conta o decréscimo acentuado do custo desta tecnologia de armazenamento. Em Portugal os fatores de capacidade dos sistemas fotovoltaicos do tipo *flat Plate*, baseados na tecnologia do silício cristalino e sem seguimento do movimento aparente do Sol rondam os 18 % (1577 horas anuais de funcionamento à potência nominal).

A utilização de sistemas de seguimento ou de sistemas de concentração (CPV) pode aumentar aqueles fatores de capacidade para valores da ordem dos 25 a 30 % (2190 a 2628 horas de funcionamento à potência nominal), embora com custos adicionais associados ao sistema de seguimento e à concentração.

A conversão da energia solar em eletricidade pela via térmica (CSP) através de sistemas de concentração, embora com um custo de investimento e de operação e manutenção substancialmente superiores ao atual custo das instalações fotovoltaicas, traz consigo a vantagem de poder ter associado um armazenamento térmico de algumas horas (4, 8, 16 horas) o que permite que estas centrais sejam despacháveis. Na figura 3 pode observar-se que, nas centrais CSP com armazenamento, a potência da central poderá estar disponível no final e no início do dia<sup>6</sup>.

---

4 – Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy 5 – Storage, Paul Denholm and Mark Mehos, 2011

5 – IEA Market Renewables (2018).

6 – Informe de transición del setor eléctrico horizonte 2030, Protermosolar, junho 2018.

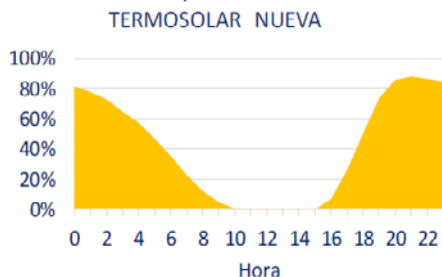


Figura 3 – Variação da produção de energia elétrica numa central CSP com armazenamento térmico

Estas centrais com armazenamento de 6h e 15h podem alcançar fatores de capacidade de, respetivamente, 0,40 e 0,80<sup>7</sup> (3500 a 7000 horas de funcionamento à potência nominal). Desta forma, a associação de sistemas PV com sistemas CSP, poderá permitir um sistema eletroprodutor solar totalmente despachável.

A tecnologia CSP depende da componente direta da radiação solar (DNI) e Portugal apresenta boas condições para a implementação desta tecnologia, considerando a disponibilidade de 2200 kWh/m<sup>2</sup> ano, referida na figura 4.

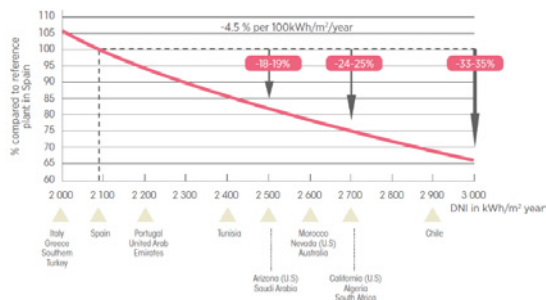


Figura 4 – Dependência do desempenho de CSP em função do DNI

Segundo estudos desenvolvidos no NREL<sup>8</sup>, e para o caso da Califórnia, o valor do armazenamento de energia térmica e da despachabilidade que esse armazenamento representa, é de pelo menos 40 €/MWh, para a situação com 33% de renováveis na rede, podendo mesmo chegar a mais de 50 €/MWh, em casos de maior penetração de renováveis não despacháveis (40%). Estes valores tornam o CSP, com armazenamento, interessante e, como se referiu anteriormente, permitem despachabilidade à eletricidade solar.

7 – IRENA, renewable energy technologies: cost analysis series, Csp, june 2012

8 – J. Jorgenson, P. Denholm, and M. Mehos, 2014, "Estimating the Value of Utility-Scale Solar Technologies in California Under a 40% Renewable Portfolio Standard", NREL/TP-6A20-61685

Atualmente em Portugal toda a eletricidade solar é proveniente da via Fotovoltaica<sup>9</sup>.

A nível mundial deverão estar instalados cerca de 500 GW de PV e 5 GW de CSP e as taxas de aprendizagem (percentagem de descida dos custos por cada duplicação da potência instalada acumulada), para o PV têm sido de 35 % e para o CSP de 30 %<sup>10</sup>.

Segundo o estudo da IRENA já citado, os custos de instalação das duas tecnologias têm tido descidas apreciáveis nos últimos anos. Contudo, o PV tem tido a descida mais acentuada e constante, como se pode verificar na figura 5.

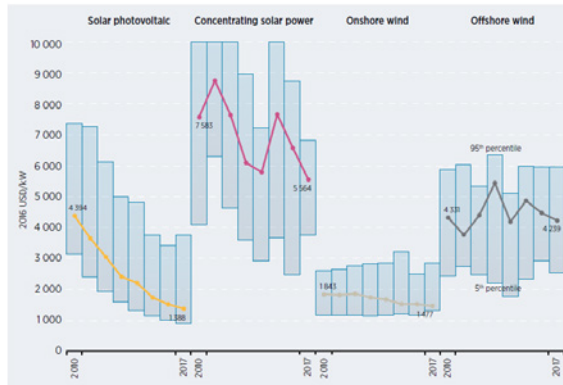


Figura 5 – Evolução até 2017 dos custos de instalação PV e CSP

Em 2017 estes custos eram para o PV de cerca de 1 €/Wp e para o CSP, com armazenamento térmico, de cerca de 4 €/Wp.

Uma evolução do LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*) para as diferentes tecnologias solares de produção de eletricidade por via solar encontra-se na figura 6<sup>11</sup>.

9 – DGEG, Estatísticas rápidas, Agosto 2018

10 – Renewable Power Generation Costs in 2017 da IRENA, 2018

11 – CURRENT STATUS OF CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC (CPV) TECHNOLOGIES- Fraunhofer-NREL

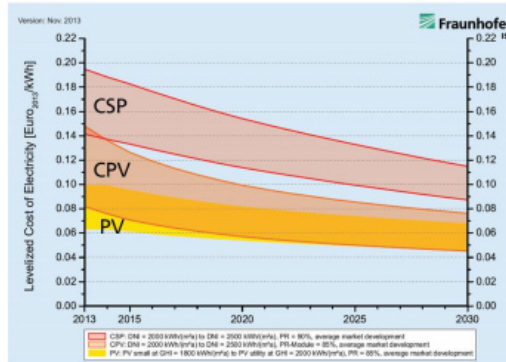


Figura 6 – Evolução de LCOE para diferentes tecnologias Solares de produção de eletricidade em locais de forte irradiação, 2000 kWh/(m²a) a 2500 kWh/(m²a)

Pode verificar-se que, até 2030, quer a via da conversão direta (PV e CPV), quer a via Termosolar (CSP), terão descidas acentuadas no LCOE com o PV a atingir, no limite inferior da gama de variação, o LCOE mais baixo, da ordem dos 50 €/MWh e o CSP com armazenamento de 70-80 €/MWh. O LCOE para o fotovoltaico com concentração (CPV) terá um valor semelhante ao do PV.

O LCOE poderá, contudo, não ser o melhor indicador para comparar os diferentes investimentos em tecnologias porque, apesar de calcular o custo esperado da energia ao longo da vida útil do projeto, não contabiliza o valor que essa energia representa. Expresso de outra forma, não entra em linha de conta com o valor da energia, quando entregue à rede.

O estudo produzido pela ESTELA<sup>12</sup>, baseado em valores de PPA (*Power Purchase Agreement*) a 25 anos para o CSP, evidencia também a importância do armazenamento, de acordo com a figura 7.

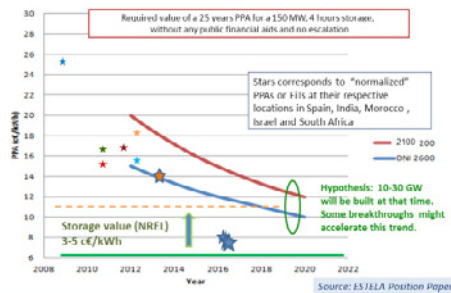


Figura 7 – Evolução do PPA a 25 anos para Solar Termo elétrico (STE)

De um modo geral o custo da eletricidade solar, quer pela via PV, quer pela via CSP, está

12- THE ESSENTIAL ROLE OF SOLAR THERMAL ELECTRICITY. A real opportunity for Europe. October 2012. [http://www.estelaso-lar.org/wp-content/uploads/2015/11/2012-ESTELA-Position-Paper\\_FINAL\\_October12.pdf](http://www.estelaso-lar.org/wp-content/uploads/2015/11/2012-ESTELA-Position-Paper_FINAL_October12.pdf)



cada vez mais baixo e a comprová-lo estão algumas situações de mercado onde já existem PPAs com valores substancialmente abaixo dos valores de LCOEs indicados. Como exemplo pode citar-se o recente anúncio das autoridades do Dubai de pretenderem vender eletricidade solar proveniente de CSP a 52 €/MWh e a oriunda de PV a 17 €/MWh<sup>13</sup>. No caso do México são apontados para o PV simples valores de PPAs de 17,6 €/MWh<sup>14</sup> e para PV com armazenamento no estado do Nevada nos Estados Unidos de 32 €/MWh<sup>15</sup>.

---

13- <https://www.pv-magazine.com/2018/11/05/dubai-tariff-for-large-scale-pv-hits-new-low-at-0-024-kwh/>.

14 – <https://www.greentechmedia.com/articles/read/mexican-solar-record-low-price-latin-america>.

15 – <https://www.greentechmedia.com/articles/read/nevada-beat-arizona-record-low-solar-ppa-price>.

## Questões da rede elétrica

A discussão em torno da necessidade de se alterar quer, a componente de transporte quer, a componente de distribuição da rede elétrica nacional é da maior importância em virtude das diferentes características dos sistemas solares de produção de energia elétrica quer centralizada quer distribuída, quer ainda, despacháveis (CSP) e não despacháveis (PV sem armazenamento). Este tópico será ainda objeto de análise e levada a cabo pelo Grupo dedicado à integração de renováveis na rede elétrica. Uma referência interessante neste âmbito é o Relatório do Projeto Europeu *PV GRID Advisory paper Consultation Version: Key Recommendations*<sup>16</sup>.

A integração em larga escala de eletricidade renovável na rede, nomeadamente, através de uma grande percentagem de fontes renováveis variáveis, torna necessária a articulação de mecanismos de flexibilidade que permitam, do lado da procura, ter um controlo eventualmente automático dessa mesma procura (*Automatic Demand Response*) e do lado da oferta, ter a capacidade de armazenamento suficiente para, nos momentos de maior disponibilidade de eletricidade renovável, armazenar a energia que vai ser necessária nos momentos de escassez de renovável e ao mesmo tempo ter a capacidade de melhor interligar a rede nacional às redes internacionais, nomeadamente através das redes dos países vizinhos (Espanha e Marrocos), possibilitando quer a exportação quer também a importação se necessário.

---

<sup>16</sup> – [https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/pv\\_grid\\_european\\_advisory\\_paper\\_short\\_version\\_december\\_2013.pdf](https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/pv_grid_european_advisory_paper_short_version_december_2013.pdf)

De referir que as redes elétricas, quer a de transporte quer a de distribuição, vão necessitar de um plano coordenado de modernização e expansão para fazer face ao novo paradigma de um sistema baseado em fontes renováveis, em que uma parcela significativa será localizada junto aos locais de consumo, a designada geração distribuída.

Um dos grandes desafios é precisamente na rede de distribuição face à previsível modificação do atual sistema global de geração de energia elétrica que deixa de ser apenas com grandes centrais produtoras e redes com trânsitos unidirecionais que abastecem tipicamente consumidores passivos, para uma rede de distribuição “ativa” resultante da proliferação da produção distribuída através dos chamados *prosumers* e da possibilidade de troca *peer to peer* de energia elétrica.

Para fazer face a esta mudança é necessária uma muita maior digitalização do sistema permitindo o controlo da informação e da gestão das trocas de energia, bem como facilitar a constituição da agregação de produtores e consumidores, que possam interagir no Sistema Elétrico Nacional nos mercados de energia e nos serviços de sistema.

Paralelamente a rede de distribuição tem que acompanhar a crescente eletrificação dos consumos energéticos, processo incontornável quando se pretende uma descarbonização eficaz da economia, em que nomeadamente a expansão da mobilidade elétrica coloca desafios de readaptação e de reforço e modernização das redes de distribuição. Têm que ser desenvolvidos sistemas de *smart charging* e de controlo de redes para otimizar a operação e expansão das redes numa ótica sustentável.

A localização das instalações produtoras a partir da energia solar irá ter a sua maior expressão a sul do país por razões de maior disponibilidade de recurso, sem descartar outras regiões onde apesar do recurso ser menor também deverá ser aproveitado, em particular se localizado perto de zonas consumidoras. A conjugação da produção de todas essas instalações, independentemente de pequena, média ou grande dimensão, irá ter influência nos grandes trânsitos inter-regionais ou internacionais. Numa fase inicial em que não haja modo eficaz de armazenar ou de modelar a energia produzida, ao diagrama de cargas, irá sobressair a necessidade de escoar toda a produção do sul do País que exceder o consumo da região, situação que poderá ocorrer nas horas de maior radiação solar e eventualmente de menor atividade económica.

Em termos simples e exemplificativos, se a potência solar de pico, quer seja distribuída ou de escala de “rede”, no sul do país, vier a atingir 9 GW e o consumo no sul não passar de 3 GW, então o trânsito de sul para norte será de 6 GW. Como a rede de transporte existente não tem esta capacidade será necessário proceder a reforços para possibilitar estes trânsitos inter-regionais. Raciocínio complementar pode ser feito quando não houver nenhuma produção solar ao sul, obrigando a que quase toda a necessidade de eletricidade seja proveniente de centrais localizadas no centro-norte do país.

Este exercício serve para mostrar a necessidade que há, também, de efetuar um reforço significativo na rede de transporte, paralelamente ao da rede de distribuição, para acomodar o plano de produção de solar que o país exige.

A questão da estabilidade da rede interligada deve ser encarada com precaução, devendo as tecnologias de produção eólica e solar serem dotadas de resiliência a fenómenos de variação da tensão e da frequência, sem se desconectarem, até certos limites de banda de variação, ao mesmo tempo que providenciam serviços de restauração do sistema, fornecendo ou absorvendo as potências reativa ou ativa em falta ou em excesso.

Esta transição não será conseguida de um momento para o outro e o papel da geração despachável, com significativas inércias que providenciam estabilidade, deverá ser essencial para a operação segura do sistema. No caso de Portugal e no momento presente, alguma hídrica que estará sempre a funcionar, ora em turbinamento ora em bombagem garantirá a segurança necessária, até que os sistemas eletrónicos das centrais de produção renovável proporcionem a designada “inércia virtual” com a indispensável fiabilidade.

Torna-se necessária a introdução de diferentes mecanismos de flexibilidade de forma a melhorar a rede elétrica nacional facilitando o fluxo de potência entre as zonas produtoras de renováveis (eólica no centro e norte e solar em todo o país na produção distribuída (PV) e mais no sul para a produção centralizada PV e CSP), e as zonas maiores consumidoras de energia que estão associadas aos centros urbanos.

A rede elétrica nacional tem um eixo fundamental de transporte na direção Norte Sul e está praticamente situada na orla litoral onde se verifica, atualmente, o maior consumo. No entanto a perspetiva da evolução económica do interior, atualmente muito menos consumidor de energia elétrica, poderá também colocar a questão da modificação da rede elétrica nestas zonas.

Coloca-se também a questão da estabilidade da rede face à introdução em larga escala de renováveis embora seja hoje reconhecido que as tecnologias das diferentes renováveis, Solar incluído, estão hoje já preparadas para fazer frente às questões da estabilidade da rede elétrica. Em particular a combinação PV com armazenamento e o CSP despachável, poderão estar na prática livres deste problema.

Por último referir que a introdução em larga escala de renováveis poderá originar situações de *curtailment* e que as taxas máximas admissíveis de *curtailment* deverão ser consideradas na cenarização dos futuros *mix* energéticos renováveis.

Será também muito importante discutir quem deverá suportar o *curtailment* que vier a ocorrer. Esta situação relaciona-se de forma direta com os novos PPAs, onde deverá existir um fracionamento diário/semanal do tarifário, permitindo a comercialização da energia produzida com valores diversos, dependendo da hora do dia ou do dia da semana.

## Regulamentos de redes

Para a integração de elevados níveis de penetração de produção renovável, em particular produção fotovoltaica, será necessária uma adaptação dos atuais quadros jurídicos e regulamentares que regulam a interação dos produtores distribuídos com as redes de distribuição, com o objetivo de aproveitar o potencial associado ao uso dos produtores como recurso de rede. Nesta reformulação regulatória deverão rever-se, de forma coordenada, os aspetos das condições de ligação e acesso à rede, das condições técnicas de ligação e

operação dos produtores distribuídos, bem como das condições de controlo e operação, sendo estas as condições mais preponderantes para a utilização da produção distribuída como recurso da rede de distribuição.

De uma forma global o aumento da instalação de produção distribuída na rede de distribuição nacional não foi acompanhado por uma evolução paralela ao nível regulamentar particularmente a nível técnico, esta evolução é necessária para que se mantenha a segurança de operação e condução de rede bem como o equilíbrio da gestão técnica e económica da mesma.

Nos países de referência, com elevados níveis de penetração de produção dispersa, já foram adotadas, através da implementação regulamentar ou através da definição de normas técnicas, condições técnicas que exigem e/ou permitem aos produtores determinados níveis de operação nas diversas condições técnicas para participarem ativamente no controlo e operação da rede de distribuição. As abordagens e condições técnicas mais relevantes que potencializam a utilização da produção distribuída como recurso da rede de distribuição, são a condição técnica da frequência, tensão, potência ativa, potência reativa, suporte dinâmico de rede e controlo remoto. É também importante acompanhar as condições técnicas de procedimentos de relação, procedimentos operacionais e de mecanismos comerciais entre os intervenientes do sistema elétrico, para que estas condições possam ser ativadas da forma mais proveitosa para os diversos agentes intervenientes.

Em alguns dos serviços técnicos, como por exemplo a adoção do controlo de tensão através das capacidades técnicas dos produtores, deverá ter-se em consideração o desenvolvimento de esquemas comerciais (serviços auxiliares) para que o ORD (operador da rede de distribuição) possa adquirir este serviço ao produtor. No que respeita a condições técnicas de regulação de potência ativa na legislação Portuguesa só está legislado o recurso ao corte, sendo uma opção drástica com elevadas perdas financeiras para o produtor para além de ser uma opção que dificulta e condiciona a execução dos trabalhos de manutenção a cargo do ORD, pois obriga ao acordo entre o ORD e o produtor, ou então implica que as intervenções sejam realizadas a um domingo, o que não faz sentido para instalações de produção renovável. A adoção legal de funções técnicas de limitação de potência permitiria uma gestão muito mais flexível e eficiente, tanto de ações de gestão de congestionamentos como em ações de trabalhos programados, com menos impactos em perdas financeiras para o produtor e para o ORD.

Será interessante definir mecanismos de compensação financeira de forma a compensar os produtores mais afetados pelas ações técnicas de regulação, sendo estes compensados por uma câmara de compensação financeira suprida continuamente por uma fração dos proventos de produção. Nestes mecanismos de compensação deverão ter-se em conta aspetos muito diversos como: diferentes nível de contingência/violação por ativo ou zona de rede, a probabilidade de ocorrência de congestionamento em cada zona, zona de proximidade dos produtores que provocam o congestionamento, o nível de limitação a repartir pelos produtores para eliminar o congestionamento, os períodos horários mais prováveis para a ocorrência de congestionamentos, oscilação do preço de mercado e ainda o tipo de tecnologia de produção (fotovoltaica, eólica, hídrica).

No caso particular da produção fotovoltaica as soluções flexíveis de limitação de potência são extremamente importantes, porque a capacidade máxima ocorre de forma previsível em apenas alguns dias e horas do ano. Com este padrão de produção, é mais eficaz limitar de forma regulada a produção em apenas algumas horas do ano do que limitar, de forma permanente, a capacidade instalada.

A regulamentação e adoção de esquemas de limitação eficientes permite a evolução para níveis de elevada penetração de produção intermitente, mantendo a garantia de equilíbrio na gestão do sistema elétrico, bem como a adoção de uma abordagem de gestão ativa e flexível de rede com a participação da produção distribuída como um recurso da rede de distribuição. Além dos mais importantes mecanismos de limitação de potência e regulação de tensão, existem mais condições técnicas as quais podem ser um recurso da rede de distribuição, e neste sentido deverá ser considerada a regulamentação de outras condições técnicas na rede de distribuição, como: frequência, potência reativa e suporte dinâmico de rede.

Também os procedimentos de planeamento de licenciamento e integração na rede de nova capacidade, deverá ser ajustada para as particularidades de modularidade dos sistemas fotovoltaicos. De entre os vários tipos de produção os sistemas fotovoltaicos são aqueles que mais facilmente podem ser desagregados em escala com centrais mais pequenas, sem grandes impactos nos custos específicos (€/kW) e com grande vantagem para a rede, instalando sistemas mais pequenos e mais distribuídos na rede em vez de centrais únicas de grandes dimensões. A ligação à rede das centrais fotovoltaicas deverá ser pensada com restrições de dimensão que privilegiem a descentralização e distribuição de forma a melhor se adaptar à capacidade de receção da rede.

## Atuar do lado da procura

O novo paradigma de transição energética deverá ter o consumidor como agente central para o qual as políticas são definidas. Até ao momento as políticas de promoção das energias renováveis estavam baseadas basicamente na subsídio da produção, com custos impostos ao consumidor, essencialmente ao consumidor doméstico em BTN. Esta abordagem, com imposições de custos obrigatórios, por vezes abusivos e sem qualquer reconhecimento para o consumidor, tem criado reações de rejeição por parte dos consumidores pagadores. É necessário trabalhar num novo conceito em que o consumidor sinta que as suas opções, mais amigas do ambiente, sejam reconhecidas. O princípio da promoção e beneficiação do consumidor de fontes renováveis deverá ser feito através das tarifas de acesso às redes. As tarifas de acesso podem ser um mecanismo de regulação e promoção poderoso, com a vantagem de ser independente relativamente ao mercado de energia e ser independente da regulação internacional da energia. A definição atual de tarifas é o mecanismo de regulação financeira do setor por excelência, mas está subaproveitado, sendo estático e anual. O mecanismo de acesso às redes pode ser desenhado de forma a ser mais inteligente e dinâmico, incentivando o consumo das renováveis nas horas em que elas trazem mais benefício para o sistema (rede e agentes nacionais) e promovendo uma resposta voluntária dos consumidores.

O princípio de um mecanismo de tarifa de acesso às redes inteligente e benéfico para o ambiente poderá ser o seguinte:

- ◆ Um valor horário dinâmico, com preços mais baixos, quando o nível de fração de consumo renovável for mais elevado.
- ◆ Consumir energia com garantias de origem renovável terá preço de acesso às redes mais baixos.
- ◆ Fração de autoconsumo renovável mais elevado terá preços de acesso às redes mais baixos.
- ◆ O valor global anual da tarifa de acesso às redes deve ser financeiramente neutro para o sistema, ou seja, os consumidores que optam por consumir fontes renováveis são beneficiados, mas os consumidores voluntariamente indiferentes serão indiretamente penalizados.
- ◆ As regulações dos incentivos devem ser ajustadas anualmente com base na reação da procura dos consumidores de fontes renováveis, proporcionando um mecanismo de regulação direta sobre a política de promoção das renováveis.
- ◆ A resposta ou não resposta do consumidor é voluntária, passando a ser o consumidor a ter a responsabilidade pelos custos energéticos das suas opções ambientais.
- ◆ O modelo deverá, idealmente, ser aplicado a todos os tipos de consumidores, evitando as injustiças atuais de sobrecarregar os consumidores em BTN com os encargos das fontes renováveis.
- ◆ Os sistemas de faturação devem indicar a fração de renovável de cada consumidor e não apenas o *mix* de produção nacional indicado atualmente.
- ◆ Devem existir mecanismos de gestão de garantias de origem, reconhecidos internacionalmente.

Com base nestes princípios será possível promover uma grande diversidade de mercados associados ao valor ambiental das renováveis, desenvolvendo o consumo local de recursos endógenos, com benefícios para a rede e para a competitividade do país.



# Armazenamento

O valor do armazenamento de energia elétrica, no caso dos grandes sistemas de armazenamento integrados na rede elétrica, deve ser reconhecido como um serviço de sistema.

No caso de sistemas de armazenamento de pequena dimensão integrados na produção distribuída deverá ser valorizado através de tarifas dinâmicas.

Para o sistema elétrico, o armazenamento, deve ser avaliado relativamente à alternativa mais direta que é o custo da energia transacionada nas interligações.

O armazenamento em grande escala, resume-se atualmente às grandes hídricas sendo necessário planear bem as necessidades de novos aproveitamentos hidroelétricos reversíveis. A valorização da energia armazenada deverá ser repensada, encontrando valorizações em função da fração de renovável horária e não só em função do preço de mercado. O mecanismo atual, função do preço de mercado leva muitas vezes a que o armazenamento sirva apenas para importar energia em vez de armazenar a energia endógena em excesso.

De acordo com estudos oficiais disponibilizados sobre o sistema elétrico nacional (SEN), o RMSA 2017 e o TYNDP 2018-2027, o SEN manterá até 2030-2040 muito provavelmente um parque de três centrais de gás natural CCGT que disponibilizam 2800 MW, pois as centrais de Ribatejo (1176 MW), Lares (826 MW) e Pego (837 MW), que foram construídas entre 2005 e 2010 e que têm uma vida útil de 30 anos, só atingirão o seu fim de vida por volta de 2030, após o que deverão ser descontinuadas.

Neste mesmo horizonte, as centrais hídricas de bombagem existentes a que se adicionará a de Gouvães em 2022, totalizarão a potência total de 3500 MW. Estas centrais, sem exceção, têm uma capacidade mínima de ciclo diário de turbinamento/bombagem de 8 horas. Al-

gumas, como a de Baixo Sabor, têm uma capacidade permanente de bombagem de muitas horas pois os reservatórios de montante e de jusante têm um muito maior volume útil de armazenamento de água.

Contrariamente, por exemplo, a central da Aguieira possui o contra-embalse da Raiva que tem uma capacidade de armazenamento muito limitada, pelo que neste caso o ciclo diário está mesmo limitado a oito horas de funcionamento à potência nominal.

Considera-se que, até meados da década de 2030, a capacidade de armazenamento, eventualmente acrescida de uma potência de 1000 MW, repartida por dois aproveitamentos novos ou por renovação de centrais já existentes, possa constituir uma margem de armazenamento suficiente e ideal para satisfazer o SEN numa trajetória sustentável.

Em termos simples, nesse horizonte, para se conseguir uma penetração de renovável superior a 80% será necessária adotar uma repartição de produção renovável.

A produção da energia eólica poderá ter que passar dos atuais 5300 MW para cerca de 7000 MW, um crescimento de 1700 MW, acompanhado por uma ação de repotenciamento de centrais existentes que chegam ao fim de vida útil, em que se admite um aumento médio da potência dos parques em 20%.

A solar tem que passar dos atuais 670 MW (estimativa no final de 2018) para valores da ordem de 10 GW, ou seja um aumento de praticamente 15 vezes em 12 anos. A produção solar incluirá as instalações distribuídas e as de escala de rede. Segundo a Agência Internacional de Energia a percentagem de produção distribuída na Europa em relação à capacidade total instalada de energia elétrica poderá atingir valores da ordem dos 45 %.

Para estes níveis de produção solar e eólica é preciso avaliar a possibilidade de funcionamento fiável do sistema, em termos de estabilidade da rede, de segurança de abastecimento e de níveis de *curtailment*.

O *curtailment* está associada à eventual incapacidade do sistema português gerir as flutuações de produção variável, mesmo com o recurso às interligações, à utilização da capacidade de armazenamento existente e ao emprego de outras medidas de flexibilidade.

A utilização plena das instalações atuais de bombagem hidroelétrica indicia que fará todo o sentido avaliar a oportunidade do seu reforço. Paralelamente será necessário aumentar a flexibilidade do sistema, seja por gestão da procura (*Demand Side Response-DSR*), seja por novos mecanismos de armazenamento, nomeadamente a utilização de centrais CSP com armazenamento ou o PV com hidrogénio.

Do ponto de vista da produção distribuída o armazenamento irá também desempenhar um papel relevante. Contudo há que referir que a legislação portuguesa e o regulamento de rede, atuais, são omissos relativamente a sistemas de armazenamento distribuídos (baterias). Será necessário criar essa regulamentação no âmbito do regulamento de redes.

## Interligações

As interligações são um aspeto importante para garantir a segurança do sistema em cenários de elevada penetração de renovável. Será importante para mitigar a necessidade de aumentar os custos com reserva, principalmente reserva terciária. O reforço das interligações abre possibilidades para transações multilaterais de reserva. Existe atualmente ainda muito potencial de melhoria nos procedimentos das TSO quanto a otimização multilateral (Portugal, Espanha e França) de mercado de reservas.

As interligações são também essenciais para reduzir a simultaneidade da variabilidade por via da agregação, seja geográfica ou por fonte energética. Neste aspeto o incremento da capacidade de interligação é importante, mas para o caso particular do fotovoltaico, a interligação Espanha-França é a mais importante. Já a interligação Portugal-Marrocos, sendo a produção de Marrocos essencialmente solar, poderá não trazer vantagens pois irá contribuir para a simultaneidade do congestionamento da rede nacional.

A figura 8 mostra a estrutura básica da rede nacional de transporte de energia podendo constar-se que Portugal possui uma boa interligação com Espanha, constituída basicamente por 9 ligações, sendo 6 em linha de 400 kV e 3 em linha de 220 kV. A capacidade de interligação com Espanha é atualmente em termos médios de 2,1 GW de importação e de 3 GW de exportação, correspondendo a 13 % da capacidade instalada, o que respeita a exigência da União Europeia de pelo menos 10 % de interligações em relação à capacidade instalada em 2020. Este valor, no entanto, poderá não ser suficiente, para a adequação

técnico-económica do sistema para acomodar mais energias renováveis na rede elétrica, pelo que deve ser avaliada a possibilidade e oportunidade de aumentar a capacidade de ligação, quer com Espanha quer com Marrocos (situação que tem estado em fase de análise de viabilidade).

O nível de interligação tem permitido que as redes elétricas de Portugal e de Espanha se mantenham com os mesmos preços em 94% das horas do ano, com congestionamentos apenas em 6% do tempo, a que corresponde uma renda de média nos últimos 5 anos de 2,3 M€. A identificação de necessidade de novos reforços depende dos cenários futuros da localização da nova produção e do consequente reforço interno das redes de cada País, sendo de assinalar que em Portugal a conclusão do aproveitamento do Alto Tâmega com 1,2 GW numa zona de grande concentração de potência hídrica e eólica poderá ditar a necessidade de reforço da interligação física entre Portugal e Espanha como o caminho mais custo-eficaz de interligar esta central no sistema ibérico.

Em oposição, a capacidade de interligação entre a Península Ibérica e França denota períodos de grande congestionamento e será necessário proceder ao seu reforço.

O Operador da Rede de Transporte (ORT) tem vindo a identificar a necessidade de reforço da rede, pois identifica algumas limitações ao crescimento da Solar.

De acordo com as indicações disponibilizadas no PDIRT E 2018 2027, a partir de um valor de ligação de 1650 a 1800 MW de Solar PV em centrais de escala de “rede” torna-se necessário reforços estruturais de rede, tendo o ORT identificados no PDIRT E, como prioritários os eixos a 400 kV Falagueira-Divor-Pegões e F. Alentejo-Ourique-Tavira.

Uma parcela deste valor, num montante de cerca de 1000 MW, encontra-se disponível a sul do paralelo Leiria/Zêzere/C. Branco, dos quais cerca de 650 MW na zona do Alentejo e Algarve.

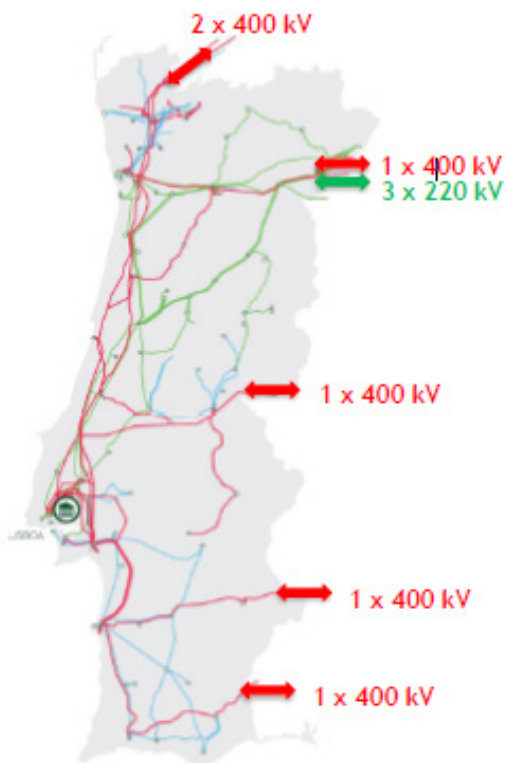


Figura 8 – Interligações entre Portugal e Espanha (REN)

Com o fecho da Central de Sines em meados da próxima década, surge na RNT a capacidade teórica de 1200 MW para receção de nova produção renovável, a larga maioria de origem solar. Contudo, a REN propõe a construção da linha a 400 kV, Alentejo-Ourique-Tavira, para poder redistribuir parte desta potência libertada de forma mais uniforme por todo o Baixo Alentejo e subestações vizinhas, num montante da ordem de 800 MW.

Como assunção para esta análise admite-se que a desativação da central do Pego venha a proporcionar uma capacidade adicional de receção de outras tecnologias de renovável de 800 MW, repartido pelas tecnologias eólica, biomassa e solar. Considere-se que para a solar poderão ficar disponíveis cerca de metade deste valor, ou seja, 400 MW.

Nestes termos, a rede nacional de transporte de eletricidade, após as desativações das centrais de carvão de Pego e de Sines e a concretização dos reforços dos eixos de 400 kV de Falagueira-Divor-Pegões e F. Alentejo-Ourique-Tavira, apresentará até 2030 uma capacidade de receção de centrais solares de escala de "rede" da ordem dos 3100 MW, longe, portanto, dos 4700 MW que se antecipam necessários para esse horizonte.

## Produção distribuída e produção centralizada

Que papel para a atual Lei de Autoconsumo e eventualmente necessidade da sua revisão.

Na perspetiva do sistema e do consumidor existem vantagens significativas, na produção fotovoltaica distribuída (considere-se distribuída como integrada ou próxima do consumo) relativamente à produção fotovoltaica centralizada. As desvantagens para o sistema são as seguintes:

- ◆ Ao contrário da produção distribuída, a produção centralizada requer um investimento em reforço de rede, esse investimento na rede pode variar entre 10% e 15% do investimento da central fotovoltaica a realizar pelo promotor. Este investimento repercute nos custos de tarifas de acesso às redes e finalmente no consumidor. Pelo contrário, a produção integrada no consumo poderá mesmo libertar capacidade da rede, evitando necessidades de investimento.
- ◆ A produção centralizada solar está localizada em zonas de rede mais fracas, causando maiores problemas de congestionamento dos trânsitos de potência.
- ◆ O trânsito de produção centralizada, desde o local de produção até ao consumidor final, é afetado de perdas totais na ordem dos 10%. Estas perdas repercutem-se no custo da tarifa de acesso às redes. Pelo contrário, a produção dispersa reduz as perdas na mesma proporção.
- ◆ O impacto da variabilidade na operação da rede de uma unidade de produção centralizada é muito superior ao impacto de muitos sistemas fotovoltaicos distribuídos e integrados nos consumos. Este facto obriga bandas de reserva terciária mais elevadas e consequentemente custos de segurança de estabilidade da rede mais elevados.

No total, a produção centralizada tem um sobrecusto para o sistema aproximado de 30% dos custos de investimento realizado pelos promotores nas suas centrais. Pelo contrário, para a produção distribuída o sobrecusto é aproximadamente nulo.

Então, porque razão produção centralizada é “preferida” pelos agentes de política energética e pelos investidores? Simplesmente porque:

- ◆ Para os investidores é muito mais fácil e menos arriscado montar um modelo de negócio para centrais centralizadas que para produção distribuída.
- ◆ Os operadores de rede são remunerados função da energia entregue ao consumidor. O seu modelo de negócio é prejudicado pelo conceito do autoconsumo, existindo alguma resistência à promoção do autoconsumo.
- ◆ Existe um fraco poder de reivindicação por parte dos consumidores, que são os maiores interessados e promotores da produção distribuída.

Resumindo, a produção distribuída, em particular na modalidade de autoconsumo, deverá ser prioritária relativamente à produção centralizada. O modelo de autoconsumo em Portugal é aceitável, mas existem ainda algumas barreiras que poderiam ser melhoradas:

- ◆ Agilização dos processos de registo e licenciamento. Atualmente o sistema de registo existe SERUP, mas existem grande necessidades de automatização e agilização dos processos e atualização do sistema para suportar a grande quantidade de processos que se esperam na produção distribuída com milhares de pequenos sistemas.
- ◆ Valorização da energia verde autoconsumida por via de redução da tarifa de acesso às redes para consumidores com maior fração consumo/autoconsumo de renovável. A garantia de origem já está prevista na legislação de autoconsumo, mas o sistema de certificação não está implementado.
- ◆ O modelo de remuneração de autoconsumo atual penaliza o valor da energia auto-produzida com fotovoltaico (90%) relativamente à energia produzida em qualquer tipo de produção centralizada. As diferenças de preço entre a compra e a venda à rede tornam inviável muitos dos casos de consumos em que os consumos do meio dia são baixos. Um modelo de remuneração de netmetering eliminaria este problema, mesmo que adaptado à potência máxima da instalação de consumo ou com tarifas fixas associadas ao custo de ligação à rede.
- ◆ Agilizar a regulamentação sobre modelos de armazenamento local. Este é um aspeto em que a legislação Portuguesa é omissa e limitativa. Existem atualmente grandes oportunidades de modelos de negócio associados ao armazenamento local. O armazenamento de baterias é promovido na maioria dos países através de apoio financeiro, isenções e outras medidas. Pode ser usado para aumentar os níveis de autoconsumo e reduzir a capacidade de energia contratados pelos consumidores.
- ◆ Agilizar a regulamentação sobre a integração de produção distribuída em edifícios coletivos. Em Portugal é possível, mas apenas com procedimentos difíceis. Existem exemplos de modelos a nível europeu (Áustria, França, Alemanha, Holanda) que permitem configurações muito interessantes que propiciam a promoção do fotovoltaico neste tipo de edifícios.

- ◆ Agilizar a regulamentação sobre integração de produção distribuída ao nível das comunidades locais. Tendo em conta as novas perspetivas de concessões das redes de distribuição de BT, seria interessante que as comunidades locais tivessem modelos de negócio de autoconsumo que beneficiassem do trânsito e transação de energia a nível da comunidade local.
- ◆ Implementar modelos virtuais de autoconsumo (medição, agregação e consumo). Estes esquemas virtuais têm sido desenvolvidos com sucesso na Austrália e no EUA, poderá representar uma oportunidade interessante para os futuros mercados de eletricidade também em Portugal.

Em termos de produção distribuída o mercado residencial tem sido dominante, fundamentalmente em regime de autoconsumo (*Prosumers*), mas nos setores, comercial, com as aplicações em grandes superfícies e em *retail parks* e industrial com grandes em naves, é previsível um grande desenvolvimento da atividade de auto consumo. Têm particular interesse os *Prosumers* coletivos (condomínios e redes fechadas) pois permitem uma melhor adequação da produção ao consumo, minimizando a energia a fluir na rede de distribuição. Uma das aplicações em grande crescimento da tecnologia fotovoltaica é também nos Edifícios nomeadamente com o *Building Integration of Photovoltaics* (BIPV), para tornar os edifícios não só 100% autónomos energeticamente (denominados NZEBs) mas também fontes distribuídas de eletricidade para a rede nacional. Até ao momento, as soluções de BIPV tradicionais têm tido uma implementação lenta devido aos custos dos módulos fotovoltaicos e às dificuldades de instalação e adaptação aos edifícios. Contudo, não só a diminuição do custo da tecnologia do silício cristalino, mas também o aparecimento no mercado das novas tecnologias de células solares de filme fino, contribuirão para reduzir fortemente as barreiras comerciais através do uso de células solares mais eficientes, flexíveis, leves e baixo custo. Em particular, a flexibilidade mecânica dos módulos solares, permitida pelo uso de dispositivos ultra-finos, facilita a adaptação e instalação conformal dos novos módulos em qualquer superfície, plana ou curva, tais como em fachadas, telhados ou mesmo no setor dos transportes.

## Fotovoltaico de baixa potência para eletrónica de consumo portátil

Um outro aspeto, por vezes ignorado no setor eletroprodutor é a utilização, cada vez maior, de eletrónica de consumo e que papel poderão ter as renováveis e nomeadamente o fotovoltaico neste domínio.

Desde a última década que temos vindo a assistir ao crescimento exponencial do desenvolvimento e venda de dispositivos eletrónicos portáteis, muitos até mecanicamente flexíveis, vocacionados para acompanharem os consumidores e dar assistência em certas tarefas quotidianas, tais como: telemóveis, computadores portáteis, dispositivos de diagnóstico médico, sensores de monitorização biomédica ou de segurança, veículos elétricos, sistemas inteligentes de *Internet-of-Things* (IoT), câmaras, drones, etc.

A alimentação energética de tais dispositivos é feita com potências elétricas relativamente baixas, na ordem dos Watt ou mili-Watt, mas requer fontes de energia estáveis, de baixo custo, leves, móveis e eventualmente flexíveis, para ser possível a integração em superfi-



cies curvas (ex: na cobertura de veículos elétricos) ou mesmo maleáveis (ex: em vestuário). Outro requisito importante é que tais fontes se possam auto alimentar, ou seja, que o seu carregamento possa ser feito de forma móvel durante o próprio uso dos dispositivos, reduzindo assim a dependência em baterias elétricas dispendiosas e perigosas para a saúde dos consumidores e para o ambiente.

Desta forma, a tecnologia fotovoltaica de filme fino é a única que oferece as potencialidades necessárias para tais fontes de energia móveis, auto recarregáveis, permitindo assim uma nova geração de dispositivos eletrónicos portáteis alimentados pela luz solar.

Chegou recentemente ao mercado uma nova tecnologia fotovoltaica que permite fontes de eletricidade solar de elevada densidade de potência, a baixo custo, leves e flexíveis. Consequentemente, os dispositivos fotovoltaicos estão a tornar-se, cada vez mais, economicamente atrativos para os consumidores e possíveis de serem integrados em qualquer tipo de plataforma, rígida ou maleável, abrindo assim amplamente o leque de aplicações comerciais: nos telhados ou fachadas de edifícios, nas coberturas de veículos, roupas fotovoltaicas, eletrónica portátil alimentada por eletricidade solar (ex: dispositivos móveis, embalagens inteligentes, sistemas de *internet-of-things*, bio sensores ou qualquer dispositivo móvel de diagnóstico médico, drones de monitorização aérea ou marítima, etc.).

## Panorama atual do mercado de eletrónica de consumo em Portugal

O atual nível de confiança dos consumidores portugueses, que tem vindo a crescer desde 2017, manifesta-se diretamente na “propensão para a compra”, levando principalmente ao crescimento de vendas em praticamente todas as áreas dos produtos tecnológicos (i.e. eletrónica e telecomunicações).

	Q4 2017 M. EUR	Q4 2017 vs. Q4 2016 / +/- %	Ano 2017 M. EUR	Ano 2017 vs. Ano 2016 +/- %
Portugal 2017				
Eletrónica de Consumo	125	8,2%	382	1,4%
Fotografia	15	8,8%	49	4,5%
Grandes Eletrodomésticos	159	13,1%	562	10,8%
Pequenos Eletrodomésticos	91	8,1%	269	4,8%
Tecnologias de Informação	160	-0,1%	502	-0,7%
Telecomunicações	323	18,0%	974	13,9%
Office Equipment	29	5,4%	105	2,6%
<b>GfK TEMAX ® Portugal</b>	<b>902</b>	<b>10,6%</b>	<b>2.842</b>	<b>7,3%</b>

Fonte: Consultora GfK

O gasto dos portugueses em bens tecnológicos, eletrónicos e de telecomunicações cifram-se em 2842 M€ em 2017, um crescimento de 7,3% face a 2016. Das sete categorias em análise na tabela acima da GfK, são as telecomunicações que registam o maior crescimento em 2017 (+14%) e representam a maior fatia deste mercado (974 M€). Segundo a mesma fonte, é expectável que a propensão para a compra se mantenha elevada nos anos seguintes, dado que as expectativas de rendimentos dos portugueses também são positivas. Em dezembro de 2017, o indicador respetivo atingiu os 29,8 pontos. O valor mais alto do ano foi registado em novembro: 33,5 pontos.

Neste cenário, é de todo o interesse para a economia nacional potenciar a expansão da tecnologia solar para abranger o mercado da eletrónica de consumo.

## Vantagens da tecnologia comercial fotovoltaica de filme fino

As células solares de filme fino, baseadas por exemplo em silício ou compostos quaternários (ex: CIGS), são já produzidas industrialmente em larga escala e oferecem as seguintes vantagens principais relativamente às células solares “espessas” crescidas em bolacha de silício:

- ◆ Elevada capacidade de produção e curto tempo de retorno do investimento, dado o seu baixo custo de fabrico devido: 1) à menor quantidade de material nas células finas, 2) menor energia despendida na fabricação (ex: menor tempo e temperatura de processos), e 3) por permitir a fabricação em processos mais escaláveis (ex: deposição em fase de vapor vs. corte de bolachas em lingotes).
- ◆ Menor custo por Watt da energia fornecida, e menos quantidade de emissões nocivas para o ambiente na fabricação, devido aos menores custos e tempo de produção.
- ◆ Permite integração em substratos baratos (ex: vidro, telhas) e até flexíveis (ex: plástico, papel), o que reduz os custos de instalação e facilita a reciclagem dos materiais usados.

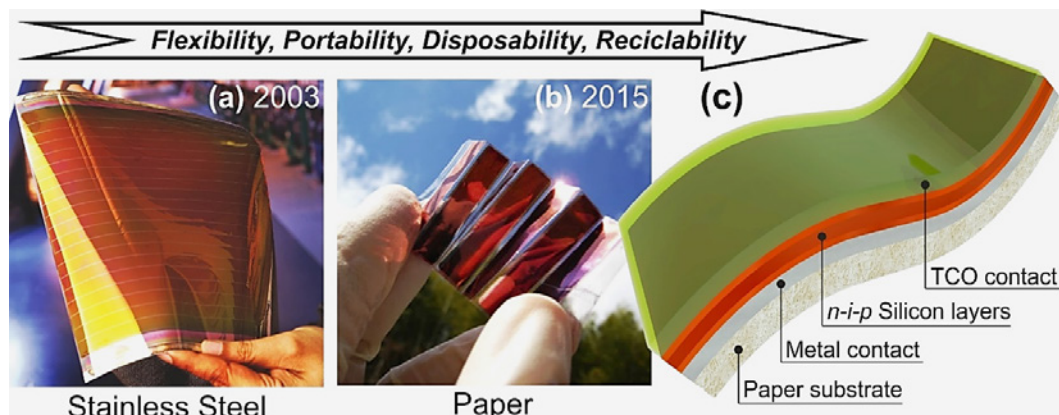


Figura 9 – Células solares de filme fino baseadas em silício sobre substratos de aço inoxidável e de materiais poliméricos (plásticos ou papel)

## Potencialidades de investimento em dispositivos eletrónicos alimentados por células solares

Existe um vasto mercado por explorar em Portugal nesta área que pode originar imensas oportunidades para a criação de PME's por todo o país, essencialmente devido às baixas barreiras financeiras de entrada e amplas opções de exploração de negócio. Tal levaria a dois contributos essenciais para a economia nacional: criação de emprego e atração de jovens qualificados imigrantes.

Os três exemplos seguintes, de sistemas para aplicação de carregadores solares, são apenas algumas das inúmeras opções para PME's com elevado potencial de retorno do investimento no panorama nacional atual:

- ◆ Dispositivos de diagnóstico médico portáteis – tais equipamentos (ex: implantes, sensores biomédicos, etc) estão, cada vez mais, a ser aplicados, principalmente para uma monitorização contínua dos pacientes, e necessitam de um fornecimento energético de alta fiabilidade para a sua operação em áreas afastadas da rede elétrica. A aplicação de células solares de filme fino (potencialmente flexíveis para integração no vestuário, por exemplo) pode facilmente fornecer a eletricidade de baixa potência (na ordem do micro/mili-Watt) que estes sistemas necessitam, e reduzir assim os requisitos necessários às baterias dos mesmos.
- ◆ *Drones* aéreos e marítimos – o uso de tecnologia fotovoltaica em veículos comandados remotamente (drones) pode aumentar enormemente a sua autonomia de operação, através do carregamento automático da bateria pela luz solar, facilitando assim o uso destes equipamentos por exemplo para monitorização contínua das áreas florestais para deteção de incêndios prematuramente, vigilância da costa marítima e rios, etc.
- ◆ *Powerbanks* solares para carregamento por USB – com enorme interesse para o público mais jovem que necessita de usar o telemóvel em situações de difícil acesso à rede elétrica (ex: em atividades ao ar livre, concertos e festivais, na prática de desporto, na praia, etc.).
- ◆ Embalagens inteligentes – por exemplo o uso de sensores de monitorização do estado dos alimentos, acoplados com eletrónica de controlo e emissão dos dados, pode ser alimentado (com micro-Watt) por células solares de poucos cm<sup>2</sup> expostas à luz interior das lâmpadas dos espaços comerciais ou das residências, permitindo assim que as embalagens comuniquem com os seus fornecedores e/ou consumidores através de APPs para telemóvel, por exemplo.

## Novos modelos de mercado

O atual modelo de mercado grossista MIBEL, não é adequado para cenários com elevados níveis de penetração renovável. Sendo um mercado marginalista as ofertas de renováveis tendem a ser feitas com valores baixos ou mesmo nulos. Como resultado, a elevada penetração de renováveis tende a forçar os preços de equilíbrio para valores irrealistas, inferiores ao custo de produção. Uma possível solução seria criar limites mínimos e máximos para os preços de mercado. O valor mínimo deveria ser igual ou superior ao valor estimado do menor custo nivelado de produção, o valor máximo deveria ser igual ou inferior ao máximo proveito admissível. No entanto, a discussão atual sobre mercado vai em sentido contrário, alargando ou eliminando os limites. Sendo o mercado SPOT um mecanismo integrado a nível europeu, será irrealista pensar em alteração do mecanismo numa perspetiva de política nacional. As soluções de *feed-in-premium* ou leilão, atualmente em discussão, continuarão a sofrer do mesmo problema, uma vez que as ofertas em mercado continuarão a ser realizadas por terceiros (CUR) também a preço 0€/MWh. A elevada penetração de renováveis tem consequências negativas em todos os agentes de oferta (produtores) e positivas em todos os agentes de procura (consumidores). Daí a atual desconfiança dos preços do mercado pelos investidores em produção renovável.

A realização de PPA direto entre produtores e consumidores, garante que o preço para produtores e consumidores será o contratualizado no PPA, mesmo que o processo obrigue a passar pelo mercado, com diferentes preços, o valor acaba por ser ajustado para o contratualizado no PPA. Os leilões de renováveis acabam por ser uma espécie de PPA entre os produtores e todo o conjunto de consumidores, garantindo uma estabilidade de preço a longo prazo, que se reflete na regulação das tarifas de acesso às redes. Os leilões são uma boa solução de estabilidade e confiança para produtores e consumidores, sendo uma linha de atuação que se deve incentivar.

O estabelecimento de PPA diretos entre agregados de produtores e agregados de consumidores (privados ou públicos) é algo que poderia ser mais explorado. Atualmente não há nada que impeça este procedimento, mas há falta de organismos intermediários para organizar estes procedimentos. Por exemplo, poderiam ser criadas modalidades de tarifas reguladas de longo prazo e a preço fixo, cuja energia resultaria de um PPA, realizado em leilão, em que a produção teria origem renovável.

Os novos modelos de mercado do tipo *Peer to Peer* (P2P), poderão ocupar um espaço importante, permitindo a venda automática de excesso ou injeção aos consumidores, com um processo automatizado baseado apenas em algumas regras de contratualização predefinidas pelos produtores e consumidores. Estes mecanismos, embora o contrato seja realizado sem intermediários, não prescindem da existência de um CUR ou de um comercializador que faça a compensação, fornecendo a energia contratualmente em falta e absorvendo a energia contratualmente em excesso. O P2P só funciona se existir, para o agente compensador, uma diferença entre o preço da energia fornecida e o preço da energia consumida (num regime de netmetering esses valores são iguais, não existindo espaço para o P2P), neste caso os contratos P2P (*smartcontracts* automatizados) ocorrem a um preço entre o valor mínimo de compra e valor máximo de venda praticado pelo agente comprador. Por exemplo, com o atual regime de autoconsumo, a energia injetada é comprada a 90% do preço de mercado e é vendida a mais de 110% do preço de mercado, existindo espaço para bons contratos P2P entre estes limites. A grande dificuldade será criar o sistema digital eficiente de mercado P2P, esse sistema terá que ser criado por uma entidade idónea e regulada. O exemplo atual da dificuldade em Portugal de implementar um sistema de garantias de origem leva a crer que dificilmente existe capacidade organizacional para implementar um mercado complexo e avançado como é o caso dos P2P. Os conceitos de mercados de P2P podem ser alargados a grupos comunitários, como entidades municipais ou associações de consumidores. Estes conceitos podem ser integrados numa adaptação regulamentar para os conceitos de *smartgrid*.

No âmbito dos mercados de Certificados Verdes e de Garantias de Origem existem também grandes oportunidades de reformulação, com grande vantagem para a promoção de valor complementar para as renováveis. O mecanismo a propor já foi discutido na secção “Resposta dinâmica do consumo de fonte renovável”.

## Solar térmico

De acordo com a versão 2019 do *“Energy, transport and environment statistics”* do Eurostat<sup>17</sup> as renováveis para Aquecimento e Arrefecimento a nível da EU-28 representaram 19,5 % tendo em Portugal representado 34,4 %.

A contribuição neste setor é fundamentalmente proveniente da biomassa e do solar térmico.

O solar térmico (ST) é constituído por sistemas distribuídos para aquecimento de águas sanitárias com cerca de 80% nos edifícios residenciais – divididos em 60% para as moradias unifamiliares e 20% para as moradias multifamiliares – enquanto edifícios no setor de serviços – turismo, edifícios públicos, pavilhões gimno desportivos – absorvem os 20% restantes<sup>18</sup>.

Atualmente, embora as estatísticas não estejam disponíveis desde 2016, a área total de coletores instalados é de aproximadamente 1,2 milhões de m<sup>2</sup> de coletores. A informação sobre área de coletores instalada é inexistente desde 2016, uma vez que a associação do setor (APISOLAR) deixou de efetuar essa avaliação junto dos seus associados. As últimas informações sobre estatísticas de mercado datadas de 2015 e a evolução desde 2003 podem ser observadas nas figuras 10 a) e b).

---

17 – <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/10165279/KS-DK-19-001-EN-N.pdf/76651a29-b817-eed4-f9f2-92bf692e1ed9>.

18 – IEA SHC Country Report de Portugal, abril de 2018

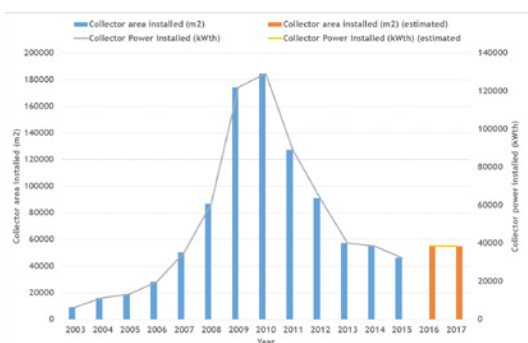


Figura 10a) – Área de coletores / potência instalada por ano<sup>19</sup>

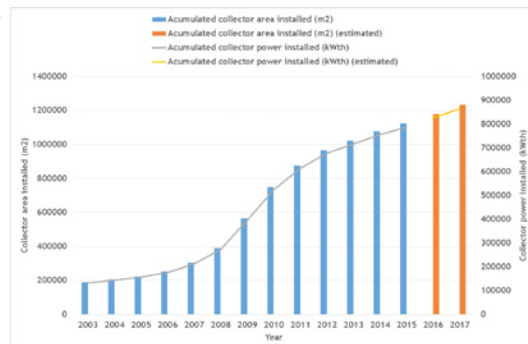


Figura 10b) – Área de coletores acumulada/ Potência instalada acumulada

No Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) está prevista a instalação de coletores solares térmicos a uma taxa média anual de 11,5% até 2020, a fim de atingir uma capacidade total de 2,2 milhões de m<sup>2</sup> nessa data. No entanto, contrariamente aos objetivos do Plano, registou-se uma redução média anual de 30% entre 2010 e 2012, e uma redução de 37% em 2013. De 2013 a 2015 a queda média foi de cerca de 10%. Não há informações disponíveis para 2016 e 2017. Podemos esperar um aumento já que o mercado de construção está em crescimento, seja com a construção de novos edifícios e também com a renovação de edifícios antigos, associada ao facto de continuar a ser obrigatória a instalação de coletores solares térmicos para aquecimento de águas.

Uma primeira conclusão na área de solar térmico é a necessidade de que seja retomada a atividade de Observatório do Solar Térmico, que foi introduzida com a Iniciativa Pública “Água Quente Solar para Portugal” em 2003 e que deixou de existir a partir de 2016.

Quando se analisa a curva de crescimento do mercado de energia solar em Portugal (ver figura 10, entre os anos 2003 e 2010 verifica-se que o crescimento foi influenciado por dois aspetos importantes:

- ◆ a partir de 2006, pela entrada em vigor do SCE com a obrigatoriedade de instalação de coletores solares para preparação de água quente sanitária, para as novas construções e grandes remodelações;
- ◆ em 2009 pelo programa de incentivo à instalação de sistemas solares “Medida Solar Térmico 2009”;
- ◆ deve ainda referir-se que até 2010 existia um incentivo fiscal no IRS para a instalação de sistemas de energia renováveis, nomeadamente coletores solares. Este incentivo foi retirado a partir de 2012.

19 – Site “Água Quente Solar” em Energia Solar Térmica em Portugal (acedido 15-10-2018)  
<http://www.aguaquentesolar.com/observatorio/emPortugal/index.asp>

Também houve nos últimos anos um aumento da taxa de IVA para os equipamentos solares térmicos que inicialmente era de 6 % e que atualmente está à taxa normal do IVA de 23 %.

Também neste período as empresas que investissem em sistema de Energias Renováveis podiam amortizar esse investimento em quatro anos. Atualmente o prazo de amortização é de 12,5 anos<sup>20</sup>.

O solar térmico necessita claramente de incentivo para ser viável face às alternativas de aquecimento mais poluentes. Poderia ser implementado um plano de incentivo de substituição de caldeiras a gasóleo ou a gás. Se admitirmos que o ISP é um imposto de regulação governamental, seria justo que o mesmo valor de ISP da caldeira a gasóleo ou gás fosse convertido em subsídio para o solar térmico que o substitui. Compreendendo a necessidade de compensação da receita fiscal, é justificável um incremento do ISP sobre gasóleo de aquecimento, revertendo a receita adicional de ISP para a subsidiação a aquisição de equipamentos de solar térmico.

No setor residencial, de acordo com o “Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico” (ICESD2010<sup>21</sup>), a energia solar térmica representou 3% das fontes de energia para AQS (Água Quente Sanitária) no setor doméstico em 2010 (ver Figura 11).

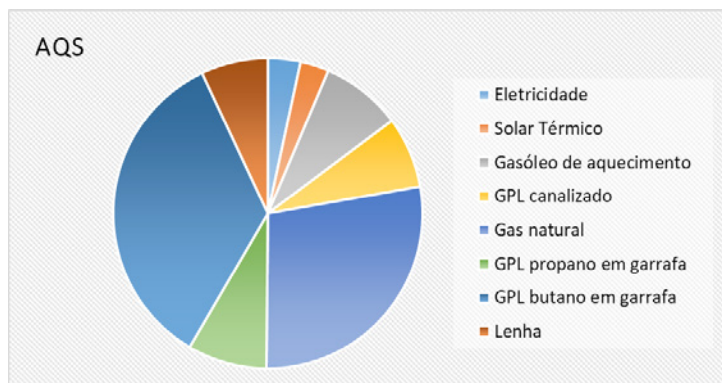


Figura 11 – Fontes de energia para AQS (2010) segundo ICESD2010

Considerando a área acumulada de coletores entre 2010 e 2017, é possível dizer que a energia solar térmica pode representar quase 5% em 2017.

De acordo com os dados do ICESD2010 os consumos de gás butano e propano em garrafa e canalizado para AQS representam cerca de 50% dos consumos de energia observados. O gasóleo de aquecimento representa 8%.

Verifica-se assim que a substituição de parte destes consumos por solar térmico seria extremamente benéfica.

Se considerarmos que parte deste consumo pode ser suprido por solar térmico (pelo me-

20 – Regime das Depreciações e Amortizações, Price Water House Coopers – Assessoria de Gestão, Lda. 2016.

21 – ICESD2010 – Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico 2010, INE e DGEG, 2011.



nos 50%) e considerando um rendimento médio dos equipamentos de queima de gás de 80%, será possível apontar para uma meta de área de coletores a instalar de cerca de 4 milhões de m<sup>2</sup>.

Para se atingir este objetivo serão necessárias medidas de incentivo à utilização de energia solar térmica. Propõem-se assim:

- ◆ forte fiscalização do cumprimento da obrigatoriedade de instalação de coletores solares na nova habitação e nas remodelações, devendo estas últimas ter especial atenção.
- ◆ criação de regras no âmbito do SCE para a instalação de coletores solares no setor de serviços, considerando aqui com especial atenção as unidades hoteleiras, os hospitais, as instalações desportivas, as IPSS e outras.
- ◆ algum incentivo fiscal para o proprietário de imóveis que deseje instalar coletores solares (com impacto no IRS ou no IMI).
- ◆ considerar a descida do IVA para 6%, como já aconteceu.

No setor industrial, mesmo a nível mundial, a utilização de solar térmico é ainda reduzida. Na base de dados de instalações SHIP – *Solar Heat for Industrial Processes* podemos encontrar 283 instalações reportadas<sup>22</sup>. Em Portugal encontramos apenas três instalações reportadas<sup>23</sup> sendo a mais recente de 2014.

No entanto, de acordo com o projeto *Solar Payback*<sup>24</sup> (ver Figura 12) a indústria representa 32% dos consumo de energia final a nível mundial (em Portugal em 2016 essa percentagem é de 27%). Desta, 74% são consumos de energia térmica.

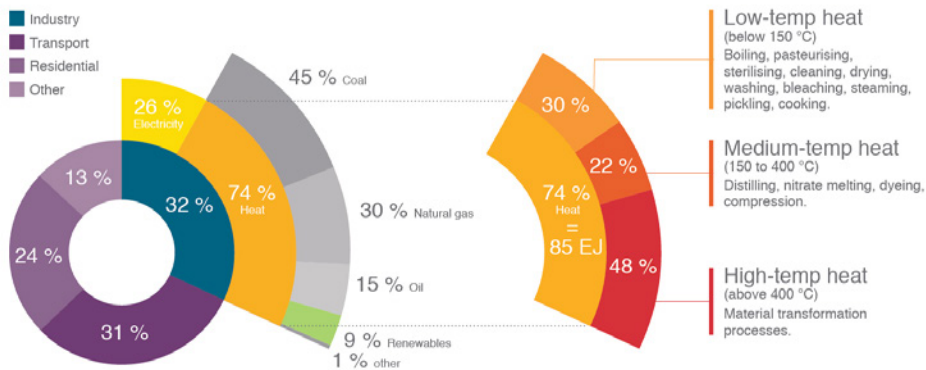


Figura 12 – Distribuição da energia nos diversos setores

22 – <http://ship-plants.info/solar-thermal-plants>

23 – <http://ship-plants.info/solar-thermal-plants?country=Portugal>

24 – <https://www.solar-payback.com/potential/>

Será necessário avaliar em detalhe, em Portugal, quais os consumos a nível industrial feitos em processos térmicos e em eletricidade, mas será razoável considerar uma percentagem idêntica à observada a nível mundial.

Para uma avaliação do potencial de utilização de energia solar térmica na indústria é também fundamental o conhecimento da distribuição por nível de temperaturas.



Figura 13 – Níveis de temperatura e aplicações de energia solar térmica

Também aqui uma conclusão imediata é a urgência da realização de um estudo sobre os diferentes consumos de energia térmica por setor industrial e por níveis de temperatura para ser possível determinar de forma correta o potencial de utilização de Solar Térmico na Indústria.

Estudos realizado em 1999-2001 (Projeto POSHIP) apontavam para uma contribuição de calor solar nas necessidades de calor industrial de 4,5%. Estes valores requerem confirmação para a situação atual da indústria em Portugal.

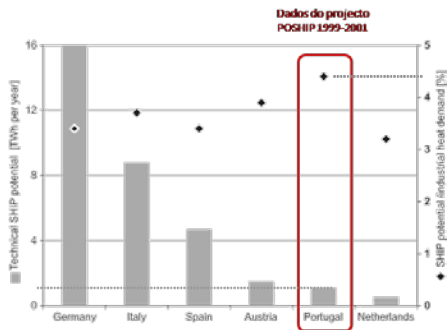


Figura 14 – Potencial técnico de calor solar para processos industriais em países da Europa<sup>25</sup>

25 – C.Lauterbach1B.SchmittU.JordanK.Vajen, 2012, "The potential of solar heat for industrial processes in Germany", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 7, September 2012, Pages 5121-5130

Vários estudos de pré dimensionamento de instalações solares para aplicação industrial realizados no âmbito de projetos como o POSHIP mostraram que o principal obstáculo não é técnico, mas sim o período de amortização do investimento. Como se referiu anteriormente Portugal teve um regime de amortizações fiscais que permitia considerar um período de 4 anos. Atualmente esse período é de 12,5 anos.

Atualmente em França foi adotado um regime que permite à indústria fazer essa amortização fiscal num ano<sup>26</sup>.

O setor agrícola também tem um elevado potencial para a energia solar térmica nomeadamente na secagem solar, no aquecimento de estufas e no aquecimento de naves agrícolas nomeadamente em aviários e unidades de criação de gado em regime intensivo.

---

26 – fonte: D. Mugnier – EUROSUN2018

## Como dinamizar o solar térmico?

Nos últimos anos, as associações que representam o setor da energia solar térmica revelaram dificuldades de funcionamento que culminaram na extinção da Sociedade Portuguesa da Energia Solar, SPES, e na inatividade da Sociedade Portuguesa da Indústria Solar, APISOLAR, situações que concorrem para a baixa ou nula capacidade de apoio à formulação e apresentação de novas propostas.

Por outro lado, a ambiciosa meta dos 4 milhões de m<sup>2</sup> da área de coletores já identificada requer adoção de instrumento de monitorização contínua do mercado da energia solar, assente na valorização dos sucessos do passado e potenciador do desenvolvimento de novas iniciativas de apoio ao setor, às instituições e aos decisores políticos. O modelo de monitorização pode ser através da operacionalização do Secretariado Técnico para a Energia Solar, promovido através da estreita colaboração das instituições que desenvolveram a Iniciativa Pública Água Quente Solar para Portugal, AQSpP-IP, mas que seja também inclusiva da contribuição da indústria e das outras instituições de reconhecida competência.

O Secretariado deverá assegurar a monitorização do mercado de aquecimento, analisando a qualidade e a eficiência dos sistemas, os hábitos dos utilizadores e a prestação dos diferentes profissionais que integram a sua extensa cadeia de fornecedores, de forma a garantir melhor suporte e aconselhamento ao potencial investidor e, desta forma, conseguir maior penetração desta tecnologia no mercado de aquecimento, contribuindo para as metas de redução das emissões de gases de efeito estufa estabelecidas pelo País.

Procurando otimizar o investimento já realizado, propõe-se que o portal Água Quente Solar para Portugal – AQSpP, instrumento público repositório de informação não comercial e relevante sobre o setor, seja utilizado como plataforma de lançamento desta nova iniciativa.

## Apoio ao PNEC

O Secretariado deverá servir de instrumento de monitorização do acompanhamento do Plano Nacional Integrado para Energia e Clima, PNEC, na vertente energia solar térmica, validando, por amostragem, a qualidade das instalações edificadas e retirando da contabilização nacional os sistemas que entraram em colapso total, sem perspetiva de reabilitação.

Ao contabilizar as instalações, o Secretariado procurará também determinar o seu tempo de vida de exploração e, desta forma implementar uma metodologia para a permanência ou exclusão de sistemas na contabilização final, disponibilizando estes elementos ao PNEC e aos outros instrumentos de apoio às políticas públicas.

A contabilização aqui proposta permitiria conhecer, com maior rigor, a capacidade instalada, a taxa de envelhecimento das instalações e a capacidade de aceitação do mercado. O desenho e a configuração dos programas de apoio, assim com das medidas do PNEC para a energia solar térmica seriam programadas de forma mais assertiva, com claras vantagens para o mercado e, o cumulativo anual da área de coletores instalado seria atualizado em função dos elementos recolhidos e analisados.

## Apoio ao SCE

No modelo de certificação de edifícios, atualmente em vigor, o Perito Qualificado, PQ, valida e transcreve para as fichas de avaliação a contribuição da energia renovável estimada para os equipamentos de aquecimento e arrefecimento renovável, confirma que a instalação foi executada, mas não certifica se ela funciona e se está executada de acordo com as regras de arte. A inscrição de elementos da instalação no Certificado Energético, CE, parte do princípio que o PQ, acedeu à projeto de qualidade e confirmou que a instalação foi executada de acordo com as regras de arte, situações que nem sempre se verificam, o que torna evidente a necessidade de utilização de um instrumento de avaliação, pós execução, que poderia transformar-se num complemento ao processo de certificação energética, disponibilizando uma lista de projetistas e instaladores de referência, constituindo-se numa base de apoio inequívoco ao PQ.

A listagem de projetistas de referência contemplada nesta proposta proporciona garantias adicionais ao SCE e ao PQ que passará a utilizar projetos de qualidade no preenchimento do CE. Por outro lado, a avaliação da instalação antes da emissão do CE final, desenvolvido pelo PQ, passa a ser uma mera formalidade considerando que o profissional que desenvolve a instalação estará inscrito numa base de dados e o seu desempenho e classificação profissional serão constantemente monitorizados pela estrutura do secretariado.

Por outro lado, a criação do secretariado permitiria desenvolver e alargar o registo da instalação e manutenção de sistemas técnicos renováveis, contemplados nas Portarias 349-B/2013 e 349-D/2013, ao abrigo do Sistema de Certificação Energética, SCE, mas ainda não implementado, à totalidade dos sistemas existentes.

O secretariado teria ainda a função de apoiar o SCE na implementação dos requisitos de qualidade que ainda não foram operacionalizados devido às dificuldades de adaptação das especificações técnicas.

## Programas de Apoio

As responsabilidades diretas da equipa de gestão de qualquer programa de apoio instituído terminam com o pagamento da última verba programada durante aprovação da candidatura, mesmo admitindo que o enorme compromisso financeiro assenta na premissa de que as instalações apoiadas tenham 20 anos de tempo de vida útil. Por outro lado, a garantia da durabilidade da instalação passa pela qualidade do projeto, seleção de componentes de qualidade, execução criteriosa e de acordo com as regras de arte e adoção de programa de manutenção rigorosa. A monitorização da instalação ao longo da sua vida útil assenta na operacionalização de um instrumento de validação dos sistemas, balizado nas normas técnicas, gerando indicadores específicos por tipologia de sistema e por instalador, permitindo informar os gestores dos programas e proprietários das instalações do seu estado de funcionamento e das economias geradas, mesmo após o término da vigência do programa que apoiou à instalação do sistema. Este sistema oferece oportunidade aos diferentes programas de apoio a possibilidade de recorrerem a uma base permanente de informação e estatísticas sobre sistemas solares que poderá servir para validar as soluções técnicas das candidaturas apresentadas em qualquer momento do processo e período do ano, e uniformizar critérios de concessão de apoios em todo o país, assegurando que os sistemas técnicos financiados, tenham qualidade e que a sua durabilidade permita a recuperação do investimento realizado, viabilizando o compromisso financeiro assumido tanto pelo programa de apoio como pelo proprietário.

## Benefícios para as IPSS, ADUPs e municípios

Nos últimos 25 anos, as IPSS têm recorrido aos vários programas de apoio para implementação de sistemas RES-HC, visando a redução dos custos de exploração. Verifica-se, no entanto, que muitas vezes, a adesão a estes sistemas ocorre não só pela disponibilidade de fundos, mas também porque acreditam que as soluções apoiadas são válidas e que o ónus de verificação estaria do lado da entidade gestora dos fundos de apoio. No entanto, a responsabilidade pelo acompanhamento de execução e aceitação das instalações solares, sempre que se aceda a apoios do Estado para a implementação destes sistemas, tem sido do proponente, mesmo admitindo falta de conhecimentos técnicos específicos nestas áreas. Esta situação tem contribuído para que muitas destas instalações, apoiadas com fundos públicos e adquiridas para ajudar a reduzir os custos de exploração, apresentem deficiências significativas e que tenham conduzido ao seu colapso precoce, inviabilizando o investimento realizado. Para estas entidades o sistema proposto oferece oportunidade de avaliação independente das suas instalações e identificação de eventuais melhorias a introduzir para a sua reabilitação.

## Apoiar o consumidor e manter informado o investidor

A aquisição de sistemas de aquecimento continua a ser feita sob pressão, em resposta a avaria do equipamento, geralmente durante o inverno ou durante o período de utilização, o que requer reposição rápida, beneficiando soluções de aquecimento existentes com décadas de otimização em termos de espaço necessário e que são produtos que

qualquer profissional do setor sabe instalar. A disponibilidade de informação é, portanto, fundamental e o acesso a aconselhamento objetivo, deve acontecer no início do processo de aquisição, para que o consumidor possa comparar as diferentes soluções, incluindo as menos poluentes. O secretariado poderá disponibilizar um conjunto de informações que ajude o investidor na sua escolha, desde preços de referência por tecnologia e tipologia de sistemas, até tempo de retorno do investimento por tipologia de instalação. Para o proprietário que desconhece o objeto da manutenção e a frequência com que deve ser realizada será desenvolvido um sistema de alerta para datas de implementação da manutenção e metodologia de recolha, tratamento e divulgação de informação referente ao conteúdo da manutenção concretizada. Acrescenta-se que os vários indicadores a desenvolver ao longo do percurso desta iniciativa serão tratados e colocados no portal para consulta gratuita dos consumidores.

### Oferecer a possibilidade de reclamação

Muitos investidores e utilizadores de sistemas técnicos, incluindo o solar térmico, reivindicam a criação de alguma estrutura capaz de acolher as suas reclamações quando as instalações adquiridas apresentam deficiências e os instaladores desistem de oferecer assistência para correção das anomalias detetadas. A situação é premente para o sistema solar, considerando o elevado investimento inicial e a obrigatoriedade da sua colocação imposta pelas normas em vigor. Esta proposta oferece ao proprietário a possibilidade de apresentar reclamações referentes ao processo de aquisição, desempenho do instalador, qualidade da instalação e da manutenção e eventuais anomalias de funcionamento referentes aos sistemas adquiridos. Pretende-se apoiar aqueles que desejam adquirir sistemas de qualidade ou encontrar profissionais com boas referências no desenvolvimento de instalações e na realização de trabalhos de manutenção de sistemas técnicos RES.

### Recolha, tratamento e divulgação de dados

O setor não dispõe de estrutura para gerar dados anuais fiáveis de apoio às políticas públicas, aos potenciais investidores e aos consumidores, dificultando também o cumprimento dos compromissos assumidos de disponibilizar informação sobre a evolução do mercado junto das instituições internacionais. O processo de geração de dados está fortemente condicionado pelas sucessivas alterações nas estruturas de quem os produz e a sua robustez está influenciada pela baixa qualidade das instalações e inexistência de um esquema de verificação pós-instalação. Acresce que parte da estrutura de geração de dados está sediada no Sistema de Certificação Energética, SCE, sendo que as tarefas relacionadas com a outra parte, inicialmente assegurada através do Observatório para Energia Solar Térmica, no âmbito do Programa Água Quente Solar para Portugal, foi realizada, nos últimos anos, de forma voluntária, pela APISOLAR.

O secretariado deverá promover um sistema alargado de registo da instalação e dos atos de manutenção, abrangendo as instalações contruídas por iniciativa dos investidores, edificados ao abrigo de programas de apoio e da obrigatoriedade imposta pelo DL118. Na persecução deste objetivo, o secretariado deve trabalhar com a entidade gestora do SCE,

agentes do mercado e programas de apoio, no sentido de garantir a recolha sistemática de informação junto destes *players* para, posteriormente, produzir indicadores de avaliação e de referência que sejam úteis aos diferentes *stakeholders*.

Deverá ser criada uma plataforma única com informação sobre o histórico das instalações construídas por região e tecnologia, com a possibilidade de implementar modelo de avaliação contínua do desempenho dos sistemas ao longo da sua vida útil, em que os resultados poderão ser úteis no desenho e na configuração de programas futuros e no apoio à formulação de políticas públicas na área da energia solar.

Ao longo do texto foram já apontados alguns aspetos necessários à dinamização do setor que se podem resumir em:

- ◆ Medidas para um acompanhamento da evolução do setor: Retomada a atividade de Observatório do Solar Térmico, que foi introduzida com a Iniciativa Pública “Água Quente Solar para Portugal” em 2003 e que deixou de existir a partir de 2016.
- ◆ Medidas para uma caracterização do potencial: Estudo de caracterização dos consumos de energia térmica na indústria por níveis de temperatura.
- ◆ Medidas para criação de demonstradores de utilização de energia solar térmica na indústria.
- ◆ Medidas de incentivo fiscal a particulares e às empresas.
- ◆ Estabelecimento de metas para instalação de coletores solares no setor residencial e na indústria.
- ◆ Divulgação a nível industrial e agrícola das tecnologias solares passíveis de serem utilizadas nas diferentes operações associadas.

Obrigatoriedade, sem possibilidade de alternativa, da instalação de sistemas solares térmicos em edifícios novos ou alvo de remodelação.



## O solar no setor dos transportes

Os transportes contribuem para cerca de um quarto das emissões Europeias de gases de efeito de estufa e são a maior causa de poluição nas cidades. Os transportes rodoviários são os mais poluentes, responsáveis por mais de 70% de todas as emissões. Posto isto, o uso generalizado de veículos elétricos, com zero emissões, é a melhor estratégia para fazer a Europa transitar para uma economia sustentável, autónoma e independente dos combustíveis fósseis. Esta transição está agora numa fase embrionária, com o recente aparecimento de novos modelos comerciais de automóveis e motociclos elétricos.

Os veículos elétricos são a melhor estratégia para tornar os transportes mais verdes e sustentáveis. Contudo, a sua autonomia energética está ainda totalmente dependente do uso de baterias. Isto apresenta sérias desvantagens dado que as baterias: 1) desperdiçam 30-40% da potência armazenada nos ciclos de carga/descarga, 2) são compostas de materiais perigosos para a saúde, altamente poluentes e dificilmente recicláveis, 3) têm custos elevados e 4) requerem uma rede geograficamente abrangente de tomadas elétricas especializadas.

Contudo, o aspeto mais crítico é que a transição dos transportes Portugueses para o uso generalizado de veículos elétricos dificilmente poderá ser suportada somente através das centrais elétricas da rede nacional, devido: 1) à enorme quantidade de potência adicional que terá de ser continuamente fornecida, 2) à necessidade de uma distribuição e manutenção amplamente alargada por todos os locais remotos, 3) às enormes perdas energéticas na transmissão de alta potência por largas distâncias.

Como tal, faz mais sentido apostar na geração descentralizada da energia para alimentar a nova geração de transportes elétricos que agora está a surgir, através de fontes autónomas

distribuídas pelos utilizadores ou em locais públicos acessíveis a qualquer cidadão. A forma mais limpa, segura e sustentável de realizar tal transição energética é através do uso de dispositivos fotovoltaicos capazes de gerar eficazmente eletricidade a partir da radiação solar.

Por outro lado, a tomada de consciência dos cidadãos para a necessidade de promover fontes de energia sustentáveis e amigas do ambiente, tem vindo a criar valor e a encorajar o investimento em tecnologias limpas tal como a eletricidade solar fotovoltaica.

Neste contexto, a tecnologia fotovoltaica oferece uma solução única para desenvolver módulos solares altamente eficientes (com elevado desempenho de conversão energético), flexíveis, leves e a baixo custo, que podem ser diretamente adaptados para revestir as coberturas de veículos elétricos (ou híbridos) e, assim, contribuir para que esses veículos possam gerar a sua própria eletricidade através de exposição solar. Estima-se que os módulos flexíveis desenvolvidos atualmente possam chegar a fornecer cerca de 200 W por m<sup>2</sup> de área exposta, o que permitirá reduzir o número de baterias necessárias nos veículos e aumentar consideravelmente a sua autonomia energética.

Para além da integração conformal dos módulos fotovoltaicos no revestimento de veículos elétricos/híbridos, eles podem também ser instalados localmente perto dos pontos de carregamento dos veículos, como por exemplo nas coberturas das paragens/estações de transportes públicos.

## Formação, qualificação e classificação dos profissionais

A publicação do Decreto-Lei 92/2010, de 26 de julho, extinguiu o Certificado de Aptidão Profissional, CAP Solar, e permitiu que os detentores deste certificado, profissionais que apostaram na formação para melhorar os seus níveis de desempenho, concorressem, no mercado livre, com outros que não fizeram aposta na capacitação.

Passada, praticamente, uma década da publicação da referida norma é correto afirmar que os detentores do extinto certificado são cada vez menos, devido a questões que se prendem com a reduzida dimensão do mercado de aquecimento solar, reconversão para outras áreas profissionais e abandono da profissão, entre muitas razões que poderiam ser apontadas. Se na altura da publicação da referida norma, o número de detentores do CAP no mercado era superior aos profissionais sem esta carteira, hoje, é correto afirmar que a situação se inverteu e que o número de profissionais que não acederam ao CAP ultrapassou o dos detentores da extinta carteira profissional. Por outro lado, as dificuldades que levaram à instituição do CAP estão bem presentes e têm contribuído para a degradação precoce do parque instalado e descreditação da tecnologia.

Muitos instaladores reclamam a instituição de alguma forma de *rating* que permita distinguir os profissionais do setor, podendo esta diferenciação contribuir para a produção da listagem de instaladores de referência, e que possa facilitar a escolha por parte do investidor e premiar instaladores e instalações de qualidade. Considera-se que a presença no mercado de profissionais com baixa qualificação cria distorções da concorrência pois, estes, normalmente, conseguem apresentar propostas com baixo valor económico que os profissionais mais habilitados não conseguem igualar, devido essencialmente a custos adicionais associados à capacitação.

A classificação dos profissionais com base no desempenho deve respeitar na íntegra o Decreto-Lei 92/2010, de 26 de julho que considera livre o acesso e exercício da profissão de instalador de sistemas solares térmicos. A adesão a este sistema de graduação dos técnicos para o exercício da profissão de instalador de equipamento solar deve ser voluntária. O sistema deve acolher todos aqueles que, por iniciativa própria, se considerem aptos para o exercício da profissão, deve ser transparente, simples de operacionalizar e limitador da ação dos profissionais que não apostam na qualificação e que apresentam baixo desempenho, promovendo descriminação positiva.

As instituições que integram o Secretariado Técnico para a Energia Solar, anteriormente proposto, em colaboração com a Agência Nacional para a Qualificação e o Ensino Profissional, ANQEP, devem definir as linhas orientadoras e os conteúdos de formação que serão administrados por qualquer entidade credenciada. No entanto, iniciativas de formação, nas áreas em apreciação, terão sempre adesão desde que sejam alocadas verbas para o seu financiamento, que nem sempre estão disponíveis. Na ausência de apoio financeiro, o interesse dos profissionais na formação passa a depender da criação de estruturas que valorizam a qualificação e em que a formação seja considerada um investimento e não encargo.

## Sistema de Classificação de Profissionais

A necessidade de diferenciar profissionais com bons níveis de desempenho na execução e na manutenção de sistemas solares determina o estabelecimento de uma metodologia de avaliação robusta e transparente, assente em dois eixos essenciais, formação de base e desempenho profissional, duas áreas distintas e complementares ao desenvolvimento da atividade de instalador.

### ◆ Classificação Formação

Consiste no registo, pontuação e valorização de todas as formações frequentadas e documentadas pelos concorrentes nomeadamente, relacionadas com o Catálogo Nacional das Qualificações e com o Certificado de Aptidão Profissional, CAP-Solar, emitido pela DGEG no âmbito da Portaria 1451/2004, de 26 de novembro. Estão também contemplados os requisitos de acesso e de exercício da atividade do técnico de instalação e manutenção de edifícios, Lei 58/2013, de 20 de agosto e as formações promovidas pelas marcas de referência e, por último, o sistema deverá valorizar a formação promovida pelas marcas.

### ◆ Classificação Desempenho

Consiste na valorização da atividade profissional desenvolvida ao longo do tempo, procurando pontuar os profissionais mediante a qualidade e a capacidade térmica das instalações executadas, os atos de manutenção desenvolvidos, a qualidade e capacidade térmica das instalações certificadas. A vertente desempenho, também assente na qualidade da prestação dos profissionais, procura destacar a satisfação dos investidores de sistemas técnicos, valorizando dois aspetos fundamentais, ausência de reclamação durante 2 anos e, resolução das reclamações apresentadas pelos proprietários de sistemas técnicos, em tempo estabelecido pelo Secretariado, sempre na perspetiva de garantir o seu regular funcionamento.

Torna-se necessário atualizar os conteúdos de formação, com base nos elementos recolhidos no terreno, tendo em vista a capacitação e a valorização do desempenho dos profissionais, assegurando a verificação pós instalação dos sistemas, durante a sua vida útil, incluindo no período pós vigência dos programas que a apoiaram financeiramente.

A disseminação e formação de boas práticas com exemplos ilustrativos é fundamental e indispensável para o sucesso e construção de novas mentalidades melhorando a literacia energética. Há bons motivos para se estar otimista uma vez que os jovens já se encontram sensibilizados para as questões de natureza energética e sustentabilidade futura. Porém, é absolutamente necessário e indispensável que as ações de divulgação sejam levadas a cabo ao nível das instituições públicas e privadas e que as instalações sejam inspecionadas de modo a garantir a qualidade das mesmas.

Só garantindo a qualidade dos equipamentos é possível alcançar a confiança dos consumidores/cidadãos sem que as suas expectativas venham a ser defraudadas.

# Conclusões e recomendações

## Solar para eletricidade

A penetração em larga escala de renováveis variáveis e não despacháveis terá que ser feita com a introdução de sistemas de armazenamento, mas também com o alargamento da presença da energia elétrica noutros setores (calor e frio e transportes), com atuação do lado da procura, com o recurso às interligações e finalmente com o reconhecimento que algum *curtailment* terá que existir.

O *mix* energético de um futuro, 100 % ou perto disso, de eletricidade renovável terá, assim, que ter em conta a produção de energia elétrica por diferentes fontes renováveis (despacháveis e não despacháveis), em geral sobredimensionada em relação às necessidades da carga, nomeadamente através de *repowering* de centrais já existentes, a adoção de medidas de flexibilidade (armazenamento, gestão da procura e interligações) e a definição de uma taxa máxima admissível para *curtailment*.

Esse *mix* deverá forçosamente ser definido ao nível dos governos, os quais deverão abrir leilões, não tecnologicamente neutros, para as diferentes tecnologias renováveis de acordo com critérios de sustentabilidade que incluem as questões económicas, ambientais e sociais.

Poderá ser necessário reconhecer que soluções que tentem evitar *curtailment* conduzirão a setores elétricos com elevados e ineficientes requisitos em termos de armazenamento e que, pelo contrário, a busca de soluções ótimas com elevadas taxas de renováveis, armazenamento e *curtailment*, deverá ser o objetivo de um eficiente sistema energético descarbonizado.

## Solar para aquecimento e arrefecimento

As taxas de crescimento das soluções alternativas de conversão de energia para aquecimento ainda são pequenas e, de modo algum, ao nível necessário para um setor de aquecimento e arrefecimento com emissões zero.

Por outro lado, a programação das próximas fases de penetração da energia solar no *mix* energético do país necessita de dados estatísticos robustos e fiáveis.

A aquisição de sistemas de aquecimento continua a ser feita sob pressão, em resposta a avaria do equipamento, geralmente durante o inverno ou durante o período de utilização, o que requer reposição rápida, beneficiando soluções de aquecimento existentes com décadas de otimização em termos de espaço necessário e que são produtos que qualquer profissional do setor sabe instalar. A disponibilidade de informação é, portanto, fundamental e o acesso a aconselhamento objetivo, deve acontecer no início do processo de aquisição, para que possam comparar as diferentes soluções, incluindo as menos poluentes.

Os compromissos assumidos e as metas estabelecidas requerem técnicos com boa capacidade de execução, oferecendo segurança ao potencial investidor que deve rentabilizar o investimento no equipamento solar.

Relativamente aos apoios ou esquemas de suporte no solar térmico muito provavelmente os incentivos fiscais são os mais eficazes.

- ◆ a questão da redução do IVA , embora difícil, deverá ser abordada.
- ◆ a possibilidade de dedução de uma parte do investimento em sede de IRS, e também em sede de IRC (tal como já o foi).
- ◆ amortização dos investimentos em renováveis por um período de 4 anos (25% ao ano contra os atuais 8% ou seja 12,5 anos). Esta medida teria um impacto importante nos serviços e indústria, potenciais grandes utilizadores deste tipo de sistemas.
- ◆ possibilidade de redução das taxas do IMI e do AIMI (é um adicional ao IMI para as empresas que têm mais que um imóvel que não esteja aberto ao público), incentivando-se desta forma a eficiência energética e as energias renováveis a nível mais regional.

A questão da disseminação/formação das boas práticas e bons exemplos é fundamental, o sucesso é a formação e a alteração das mentalidades e cultura. Atualmente os jovens estão muito mais sensibilizados para estas questões, no entanto, ações de divulgação serão benéficas e despertarão a necessidade do conhecimento e da formação.





**Fórum Energias  
Renováveis em  
Portugal 2020**

# **Energias Renováveis e Integração no Sistema Energético**

Ana Estanqueiro  
António Couto



**Coordenador do Fórum:** Hélder Gonçalves (LNEG) - helder.goncalves@Ineg.pt

**Coordenadora do Grupo de Trabalho (GT):** Ana Estanqueiro (LNEG) - ana.estanqueiro@Ineg.pt

**Relator do GT:** António Couto (LNEG) - antonio.couto@Ineg.pt

**Relatora do Fórum:** Justina Catarino (LNEG) - justina.catarino@Ineg.pt

**Coordenação e Edição:** Ana Estanqueiro e António Couto

### Autoria

Ana Estanqueiro	António Sá da Costa	João Peças Lopes	Rui Neto
Ana Perez	Carlos Santos Silva	Jorge Esteves	Rui Pestana
António Couto	Isabel Cabrita	Jorge Maia Alves	
António Gomes Martins	João Maciel	Justina Catarino	

### Core Group:

Ana Estanqueiro	António Sá da Costa	Jorge Esteves	Rui Neto
Ana Perez	Carlos Santos Silva	Jorge Maia Alves	Rui Pestana
António Couto	Isabel Cabrita	Justina Catarino	
António Gomes Martins	João Maciel	Patrícia Pereira da Silva	
	João Peças Lopes		

### Grupo alargado (29 respostas ao Inquérito):

Ana Rita Antunes	Guilherme Silva	Luís Miguel Pires Neves	Paula Ferreira
André Pina	Jorge Mendonça e Costa	Mara Madaleno	Ricardo Bessa
António Cardoso Marques	Jorge Rodrigues de Almeida	Miguel Brito	Ricardo José Coimbra Paiva Pereira
António Maria Silva	Jorge Saraiva	Miguel Carvalho	Ricardo Pacheco
Berto Martins	José Miguel Oliveira	Miguel Patena Forte	Ricardo Prata
Carlos Henggeler Antunes	José Osório	Nuno Ferreira	Rita Marouço
Filipe Oliveira	Laura Carvalho	Patrícia Pereira da Silva	Zita Vale

### Por organização

APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica	EDP Produção – Inovação e Internacional	RdA - Climate Solutions / ICP Europe
AREAM – Agência Regional de Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira	EDP Trading	RNAE - Associação das Agências de Energia e Ambiente (Rede Nacional)
Cooperativa Coopérnico	EEVM - Empreendimentos Eólicos Do Vale Do Minho S.A.	Universidade Aveiro
DECO Proteste	Faculdade de Ciências – Universidade de Lisboa	Universidade Coimbra
Dinâmica Aplicada, Lda.	INESC TEC	Universidade da Beira Interior
Direção Regional da Energia – Governo Regional dos Açores	INESC Coimbra	Universidade Minho
EDP Distribuição	Instituto Politécnico de Leiria	WATT-IS
	Quercus ANCN	+ 6 respostas particulares.

# ENERGIAS RENOVÁVEIS E INTEGRAÇÃO NO SISTEMA ENERGÉTICO

Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020



# Energias Renováveis e Integração no Sistema Energético

Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

## Índice

Enquadramento	249
A - Descarbonização e sistemas energéticos	251
B - Modelação e Cenarização no Planeamento de Sistemas Energéticos: O caso do Sistema Elétrico	252
C - A gestão “inteligente” da produção renovável	254
C.1 - A Complementaridade dos Recursos Renováveis	254
C.2 - Agregadores e Centrais Renováveis Virtuais	256
D - Estabilidade e robustez de um sistema elétrico ~100% renovável	257
E - Medidas de flexibilização do setor elétrico	259
E.1 - Armazenamento de Energia	259
E.2 - Hidrogénio e <i>Power-to-X</i>	260
E.3 - A contribuição da gestão da procura de energia	261
E.4 - Água e Energia: a dessalinização e a geração renovável	263
E.5 - A integração dos sistemas energéticos	264
F - Modernização, otimização e planeamento das redes elétricas	265
G - Contexto legislativo e regulatório de sistemas elétricos ~100% renováveis	268
H - Novos modelos de negócios para a descarbonização do sistema energético	270
I - Consulta aos <i>stakeholders</i>	272
I.1 - Contribuição do grupo ERISE para os objetivos PNEC 2030	273
OBJETIVO 1: Descarbonizar a economia nacional	274
OBJETIVO 2: Dar prioridade à eficiência energética	275
OBJETIVO 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	276
OBJETIVO 4: Garantir a segurança de abastecimento	277
OBJETIVO 7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva	279
OBJETIVO 8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa	280
J. Notas finais	281



## Enquadramento

Portugal, em consonância com a Europa, encontra-se atualmente numa fase de transição energética onde o setor das energias renováveis assume um papel da máxima relevância. Esta transição, que visa a descarbonização da Economia e, como tal, do setor eletroprodutor basear-se-á na integração em larga escala de fontes de energia renováveis variáveis no tempo (e.g., energia eólica e solar fotovoltaica) o que requer a adoção de uma visão holística sobre a produção e o uso da energia por via da implementação de novos paradigmas baseados na interligação operacional e estratégica de vetores e/ou setores energéticos.

Em face das características de funcionamento da geração a partir de fontes variáveis no tempo, a exploração das sinergias entre os diversos setores energéticos é crucial para se atingir, de forma socialmente justa e energeticamente eficiente, as metas ambiciosas de descarbonização da economia nacional. Assim, no **Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020**, foi criado um grupo de trabalho sobre **Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos (ERISE)** com vista a identificar essas sinergias e as áreas instrumentais para se atingirem as metas propostas para o setor das Energias Renováveis em Portugal.

Este grupo identificou um conjunto de tópicos de discussão e compilou diferentes visões de vários atores (indústria, academia, consumidores) num exercício de reflexão para **pensar o futuro da Energia do País**. Estes tópicos, que ora se apresentam, incidem maioritariamente no setor elétrico, por ser aquele onde a integração renovável assume, atualmente, maior relevância, e se assistir, na Europa, a uma tendência de eletrificação das economias. Abordaram-se igualmente outros vetores energéticos (e.g., hidrogénio, gás), na medida em que possam proporcionar flexibilidade ao setor elétrico, regularizar a produção das fontes variáveis no tempo, facilitar o armazenamento de energia em diferentes escalas temporais e contribuir para a maximização da participação renovável no sistema energético nacional.

Pese embora os temas e os textos apresentados no presente documento tenham sido objeto de reflexão por parte dos membros do grupo de trabalho, outras questões e visões necessariamente existem e devem ser objeto de análise e discussão para construirmos em Portugal, um sistema energético social, ambiental e economicamente sustentável e, ao mesmo tempo, estável, fiável e robusto, do ponto de vista técnico. Este documento foi aberto a visões diversas e objeto de livre discussão, por forma a refletir as perspetivas dos diferentes agentes, caracterizar as vantagens competitivas do país, as suas debilidades e onde deveremos concentrar os nossos esforços, nomeadamente, na identificação de medidas concretas para o horizonte 2020 a 2030.

# Tópicos identificados pelo grupo ERISE

A. Descarbonização e Sistemas Energéticos

B. Modelação e cenarização no planeamento de Sistemas Energéticos:  
O caso do Sistema Elétrico

C. A Gestão “inteligente” da produção renovável:

C.1 A Complementaridade dos recursos renováveis

C.2 Agregadores e centrais renováveis virtuais

D. Estabilidade e robustez de um sistema elétrico ~100% renovável

E. Medidas de flexibilização do setor elétrico:

E.1 Armazenamento de Energia

E.2 Hidrogénio e *Power-to-X*

E.3 A contribuição da gestão da procura de energia

E.4 Água e Energia: a dessalinização e a geração renovável

E.5 A integração dos sistemas energéticos

F. Modernização, otimização e planeamento das redes elétricas

G. Contexto legislativo e regulatório de sistemas elétricos ~100% renováveis

H. Novos modelos de negócios para a descarbonização do sistema energético



## A - Descarbonização e sistemas energéticos

O Acordo de Paris, alcançado em 2015, estabeleceu objetivos de longo prazo de contenção do aumento da temperatura média global da atmosfera terrestre a um máximo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, com o compromisso por parte da comunidade internacional de prosseguir todos os esforços para que esse aumento não ultrapasse 1,5°C, valores que a ciência define como máximos para se garantir a continuação da vida no planeta sem alterações demasiado disruptivas.

Neste contexto global, é reconhecida a inevitabilidade da transição energética dada a urgência climática e a necessidade de mudança do paradigma económico, em particular, no que toca aos combustíveis fósseis. Em 2016, Portugal comprometeu-se a assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050, traçando uma visão clara relativamente à descarbonização profunda da economia nacional.

A resposta a este desafio será verdadeiramente transformacional da forma como se encaram alguns dos aspetos mais determinantes da vida em sociedade, em particular no que diz respeito aos padrões de produção de eletricidade e forma do seu consumo; à relação com a produção e utilização de energia elétrica; à forma como se pensam as cidades e os espaços de habitação, trabalho e lazer; à forma como nos deslocamos e como se encaram as necessidades de mobilidade.

Desde logo perspetivando a neutralidade carbónica permite, no horizonte 2050, antecipar uma transição energética assente na descarbonização completa do setor eletroprodutor, com o descomissionamento das centrais térmicas a carvão até 2030 e com a quase totalidade da produção de eletricidade a ser efetuada com recurso a fontes de energia endógenas renováveis, o que obrigará necessariamente a equacionar um novo modelo de desenvolvimento e exploração para as redes de transporte e de distribuição, perspetivando-se a curto prazo um desenvolvimento muito significativo na atualização, na capacidade e modo de funcionamento dessas redes, incluindo o armazenamento, a resposta à produção de eletricidade descentralizada, a digitalização e as interligações com outros sistemas.

## B - Modelação e cenarização no planeamento de sistemas energéticos: O caso do sistema eléctrico

O planeamento de sistemas energéticos é, em geral, feito recorrendo a modelos do sistema energético sobre o qual são testados diferentes cenários de evolução. Relativamente ao modelo, este é usualmente de tipo paramétrico que estabelece as relações entre os diversos setores da procura e geração de energia, bem como os respetivos custos. Estes modelos são considerados *top-down* se as relações entre a procura e a geração estão relacionadas com variáveis macroeconómicas, como por exemplo o consumo de energia depende da população, do produto interno bruto ou do índice de desenvolvimento. Nos modelos denominados *bottom-up*, são estabelecidas relações entre a evolução da procura e da geração em função da penetração e eficiência de diferentes tecnologias de consumo e de conversão.

Estes modelos podem ser usados de duas formas diferentes. Para simulação, que consiste em alterar os parâmetros do modelo de acordo com alguns pressupostos de forma a testar diferentes cenários, sendo que os resultados de planeamento resultam da comparação dos resultados de diferentes simulações. Contudo, os modelos também podem ser usados para otimização sendo que neste caso os parâmetros são alterados recorrendo a algoritmos de otimização de forma a atingirem determinados objetivos, como por exemplo a minimização do custo do sistema ou das emissões ou a maximização da penetração de eletricidade de origem renovável. A maior parte das ferramentas de planeamento são ferramentas *bottom-up* de simulação (e.g., LEAP, ENERGYPLAN) que podem incluir algumas rotinas de otimização relativamente à operação dos sistemas. Das ferramentas de otimização do planeamento, o TIMES-MARKAL, uma ferramenta híbrida (*bottom-up* e *top-down*), é um dos mais utilizados.

Finalmente, relativamente à definição dos cenários, estes podem ser feitos com base em previsões da evolução do consumo - *forecasting* - e na respetiva simulação ou otimização do modelo de forma a satisfazer a previsão. Outra abordagem consiste na definição das metas desejadas (e.g., nível máximo de emissões ou de consumo), pelo que o planeamento

define a trajetória que é necessário realizar para atingir esses objetivos – *backcasting*. O planeamento de *forecasting* era a abordagem mais utilizada, mas tem sido cada vez mais substituído pelo planeamento de *backcasting*.

O planeamento energético em Portugal tem sido realizado por: i) instituições públicas (e.g., DGEG e APA); ii) grandes empresas da área de energia no que respeita ao setor elétrico (e.g., EDP e REN) e iii) pela academia, com grupos a realizarem trabalhos regulares de planeamento publicados em artigos científicos.

Em geral, os planos desenvolvidos pelas instituições públicas e pelas empresas são apoiados pelos grupos de investigação para a realização dos seus trabalhos de planeamento. Contudo, com exceção dos grupos académicos, os resultados desses exercícios de planeamento, e em particular as metodologias e construção de cenários, não são explicitamente publicados. Daí resulta que, atualmente, só é possível analisar em detalhe os resultados e metodologias utilizadas para realizar o planeamento energético em Portugal a partir da análise de artigos científicos esporádicos e não - contrariamente ao desejável - no contexto dos próprios exercícios de planeamento energético.

Apesar da utilização de diferentes ferramentas, cenários e hipóteses, os resultados recentes do RNC2050 e do PNEC 2030 e de outras simulações do sistema energético nacional apontam, para tendências comuns de i) aumento do consumo de eletricidade por via da eletrificação de parte da mobilidade, indústria, etc., ii) aumento da capacidade de geração eólica e solar em 2 a 10 GW e 4 a 12 GW, respetivamente, e iii) a necessidade de medidas de gestão de consumo, como complemento ao armazenamento de energia.

Contudo, dos diversos exercícios analisados e, concretamente, no que respeita ao setor elétrico, sobressaem as seguintes limitações:

- ◆ Em geral os exercícios são baseados em previsões do consumo com base na eletrificação de alguns dos consumos atuais. Não existe uma modelação das necessidades dos serviços de energia, à exceção do estudo "*Towards a carbon neutral economy how is portugal going to create employment and grow?*" (autoria: Maretec, IST, ULisboa, e BCSD Portugal);
- ◆ Não existe um trabalho que considere todas as vertentes, sendo que o impacto da eletrificação e da mobilidade é analisado em "*Modeling the long-term impact of demand response in energy planning: The Portuguese electric system case study*" (autoria: IN+, IST, ULisboa, KTH) e em "*Electricity, the silver bullet for the deep decarbonisation of the energy system? Cost-effectiveness analysis for Portugal*" (autoria: CENSE, FCT, UNova Lisboa), respetivamente.
- ◆ As tecnologias de armazenamento, existentes e futuras, não são abordadas de forma sistemática nem o potencial do *Power-to-Gas*, à exceção do trabalho "*How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal?*" (autoria: IDEMC, IST, ULisboa);
- ◆ Nenhum dos trabalhos aborda i) o impacto da mobilidade partilhada e adoção de modos de mobilidade suaves; ii) a complementaridade dos recursos renováveis; e iii) as necessidades de *ramping* (variações brusca a subir ou descer) na produção de eletricidade e de reservas operacionais para sistemas em torno de 100% renováveis.

# C - A gestão “inteligente” da produção renovável:

## C.1 - A Complementaridade dos Recursos Renováveis

Atualmente, para a descarbonização dos sistemas eletroprodutores (SE), as cenarizações estabelecidas, em países como Portugal, assentam fortemente na tecnologia eólica e solar fotovoltaica (PV) que diferem das fontes de energia convencionais devido à natureza variável do seu recurso primário e, conseqüentemente, são consideradas centrais não despacháveis. Em Portugal, a eletricidade de origem eólica e solar PV apresentam perfis diários típicos de produção bastante ligados às condições climatéricas e da sua localização geográfica que, geralmente, exibem uma correlação negativa entre si. Adicionalmente, a energia eólica *onshore* apresenta uma correlação negativa com o perfil atual de consumo de eletricidade nacional no Continente agregado, Figura 1a). No caso da eletricidade de origem solar PV, a correlação com o perfil de consumo nacional agregado é positivo no período diurno, Figura 1b), apresentando-se como uma tecnologia preponderante para apenas suprir o consumo de eletricidade durante alguns períodos diurnos, especialmente quando integrada em larga escala<sup>1</sup> no SE português, Figura 1c).

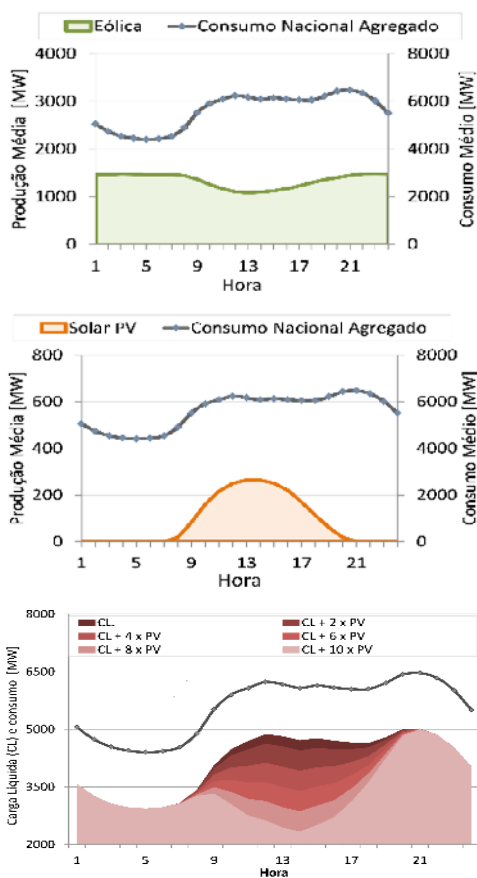


Figura 1 - Perfil médio no período compreendido entre 2015-16 do consumo nacional agregado e da produção: a) eólica; e b) solar PV. c) Evolução do perfil médio da carga líquida<sup>2</sup> com aumento da capacidade da tecnologia solar PV

1- Solar PV centralizado e descentralizado (Residencial e Comercial).

2- Para auxiliar nesta análise introduziu-se o conceito de carga líquida que se define como a carga abastecida pela geração renovável não controlável, que se traduz na seguinte expressão: Carga líquida=Consumo total-(Produção Eólica+Produção Solar).

Uma estratégia sustentável para a introdução de mais capacidade VRE (*Variable Renewable Energies*) no sistema eletroprodutor, sem exacerbar os requisitos de flexibilidade necessários para lidar com a variabilidade destas fontes, pode ser alcançada através da característica mais básica da geração de origem eólica e solar PV: falta de correlação espaciotemporal (em diferentes escalas) dos seus recursos primários - velocidade do vento e irradiação solar. Colateralmente, benefícios adicionais são esperados através da promoção da complementaridade destas duas fontes de energia, e.g., i) intensificação do efeito estatístico de alisamento da produção (usualmente designado por "*statistical power smoothing effect*") reduzindo a variabilidade combinada da geração, e ii) melhoria na previsão agregada destas fontes de energia. Em países, como Portugal, que apresentam uma orografia muito complexa e uma grande linha de costa com capacidade de influenciar a distribuição espacial do vento, a complementaridade pode ser igualmente identificada recorrendo apenas à geração eólica.

À escala diária, em média, a correlação<sup>3</sup> entre a energia hídrica e restantes VRE é reduzida. No entanto, uma vez que parte da geração hidroelétrica possui capacidade de armazenamento, e consequentemente o regime de hidraulicidade é, normalmente, ajustado às condições de mercado, a sinergia diária entre a hidroeletricidade e as restantes VRE é fulcral para a manutenção dos elevados padrões da qualidade do serviço, nomeadamente no que respeita à segurança de abastecimento e robustez do sistema, bem como à otimização do seu desempenho económico. Por outro lado, e como demonstrado em projetos-pilotos, inclusive em Portugal, a sinergia entre a eletricidade de origem hídrica e solar PV numa escala sazonal/intra-anual, associada a sazonalidade das afluências pluviais, é bastante significativa.

Assim, a adoção de critérios como a complementaridade e a procura de eletricidade na implementação de nova capacidade VRE é um passo crucial para o planeamento de um "sistema de energia quase 100% seguro e sustentável", já que até agora, o único critério em países como Portugal, foi explorar os locais que maximizam a geração de eletricidade, o que, compreensivelmente, permite maiores receitas para os promotores desses parques. De referir que, face à atual estratégia nacional, para a exploração da geração solar PV em larga escala e à limitada capacidade de injeção em alguns pontos da rede nacional de transporte, a adoção deste conceito pode igualmente contribuir para a definição de estratégias nacionais recorrendo à legislação portuguesa existente, nomeadamente, o DL n.º 51/2010 de 14 de dezembro. Este DL possibilita que as centrais eólicas tenham 20% de capacidade instalada acima do seu limite de potência injetável, i.e., sobre-equipamento de 20%. Neste caso, e desde que demonstrada a vantagem técnico-económica, este valor de capacidade adicional pode incluir também a tecnologia solar PV, permitindo aumentar a penetração de VRE no sistema eletroprodutor beneficiando das atuais infraestruturas daquelas centrais.

---

3- A complementaridade (ou sinergia) entre recursos renováveis pode avaliar-se através do coeficiente de correlação das séries temporais

## C.2 - Agregadores e Centrais Renováveis Virtuais

A evolução para um novo paradigma de sistemas de energia inteligentes, flexíveis e com grande participação renovável, visando a prossecução dos objetivos de médio prazo propostos a todos os países da União Europeia exigirá uma profunda transformação na forma como os sistemas elétricos são planeados e operados, tanto no domínio técnico, quanto no económico.

Tradicionalmente, os sistemas elétricos eram verticalmente integrados e operados de forma centralizada pelos operadores do sistema, que garantiam a estabilidade e a robustez dos mesmos recorrendo a: i) previsão de consumos; ii) agendamento prévio do perfil de produção das centrais com garantia de potência; e recorrendo à iii) monitorização das centrais e de pontos estratégicos da rede elétrica. Num sistema eletroprodutor em que a participação renovável (e.g., eólica e fotovoltaica) é dominante – com as suas características de elevada variabilidade temporal e espacial; uma capacidade de previsão e controlo da produção limitados; e em que os agentes envolvidos se multiplicam, fruto da disseminação das tecnologias renováveis e conseqüente diminuição dos custos – coloca-se a questão: como garantir no futuro com mais eletricidade de origem renovável (VRE) a segurança de abastecimento, a robustez e a estabilidade do sistema elétrico, assegurando a satisfação do consumo a custos aceitáveis para todos os actores envolvidos?

Como resultado da atual transição energética surgem novos actores – entre eles, os agentes agregadores – que podem contribuir para o fornecimento de novos serviços de energia elétrica e de sistema auxiliares. Estes novos agentes do sistema, assistidos por tecnologias de informação e comunicação (TIC) poderão, num futuro próximo, dotar as tecnologias renováveis e espacialmente distribuídas de “algum” controlo de produção e/ou armazenamento de energia. Esta capacidade confere flexibilidade de operação às centrais renováveis e reduz o risco associado à sua participação em mercados de eletricidade.

A gestão agregada de várias fontes de energia renováveis distribuídas em conjunto com sistemas de armazenamento - numa configuração por vezes denominada central renovável virtual (CRV) – e a sua integração em redes ativas, darão um contributo essencial para uma operação economicamente otimizada dos sistemas elétricos tendencialmente 100% renováveis.

A gestão inteligente da geração elétrica renovável descrita permitirá emular o funcionamento das centrais elétricas convencionais, e.g., garantir a geração dentro de “bandas de potência” para intervalos temporais bem definidos. O recurso a agregadores de produção energia elétrica renovável distribuída e a centrais virtuais operadas em articulação ótima com unidades de armazenamento de energia, e o contacto estreito com os consumidores ativos, constituirá uma parte essencial do desenvolvimento e operação holística dos sistemas elétricos, reforçando a sua integridade, aumentando a sua robustez e segurança de abastecimento.

## D - Estabilidade e robustez de um sistema elétrico ~100% renovável

O sistema elétrico do futuro será caracterizado por uma progressiva substituição de geração fóssil, que utiliza as máquinas síncronas convencionais, por produção que explora recursos energéticos renováveis e que utilizarão majoritariamente conversores eletrônicos. O sistema evoluirá assim para um cenário em que, na maior parte do tempo, os conversores eletrônicos tenderão a dominar a operação do sistema. A exceção residirá nos geradores das centrais hidroelétricas (existentes e futuras), de biomassa e de aproveitamento de energia geotérmica - estas últimas não existentes no Continente. Relativamente a centrais hídricas reversíveis, associadas à bombagem - setor onde se espera um aumento de instalações no futuro - haverá soluções mistas onde, no que concerne aos sistemas de bombagem, poderão existir motores síncronos ou sistemas com conversores eletrônicos (máquinas de indução duplamente alimentadas ou sistemas *full converter*) para apoio à regulação de frequência, potenciando assim o aumento do número de conversores eletrônicos.

Este cenário conduzirá uma diminuição significativa da inércia síncrona no sistema e a uma redução das potências e correntes de curto-circuito, dado que os conversores eletrônicos estarão limitados pela sua potência máxima na injeção de correntes de defeito.

A redução da inércia síncrona conduzirá a uma redução da estabilidade do sistema, o que exige que se definam requisitos especiais que os conversores eletrônicos devem cumprir, e.g., emulação de inércia sintética e participação no controlo de frequência, recorrendo eventualmente ao *de-loading* (controlo de potência) das centrais renováveis (e.g., eólicas ou fotovoltaicas) em períodos de produção renovável baseada majoritariamente em conversores eletrônicos. Adicionalmente, é necessário definir ainda requisitos técnicos para conversores de baterias de acumuladores que surgirão cada vez mais no sistema, nomeadamente, para o fornecimento de serviços de sistema tais como reserva rápida, capacidade e o apoio ao descongestionamento de ramos da rede. Estes conversores terão que apresentar características do tipo *grid-forming*, que permitirão assim apoiar a gestão global do sistema e contribuir para a sua robustez de exploração. Neste cenário, entre outras

questões, será necessário: i) desenvolver estudos de estabilidade de frequência e tensão para avaliar a robustez do sistema, ii) ajustar definições das proteções e dos sistemas de controlo dos conversores eletrónicos e iii) identificar estratégias de operação robustas para sistemas tendencialmente 100% renováveis.

No horizonte temporal 2020-30 será ainda expectável o recurso a ferramentas de apoio à gestão operacional da rede que permitam avaliar a robustez de exploração (estabilidade de frequência e de tensão) em tempo real para listas de perturbações críticas, eventualmente, correlacionadas com a previsão de condições meteorológicas de curto prazo (e.g., *ramping*). A adoção destas ferramentas poderá passar pela utilização de geração de conhecimento funcional, *off-line* e, por exemplo, pela utilização de técnicas de aprendizagem automática para permitir que o grau de robustez do sistema possa ser apresentado aos operadores em tempo real.



## E - Medidas de flexibilização do setor elétrico

No período de transição energética que a Europa atravessa, a geração VRE eólica e solar constituem as tecnologias renováveis dominantes nos sistemas elétricos.

O maior desafio na operação destes sistemas consiste em gerir a variabilidade temporal dos recursos e absorver as flutuações desta geração renovável com a máxima eficiência técnica e económica, tendo em consideração que a capacidade do sistema elétrico em compensar as flutuações destas fontes - usualmente designada por "flexibilidade do sistema elétrico" - é limitada, sendo também escassas (e onerosas) as possibilidades de armazenamento de energia à escala de um país ou região da Europa.

### E.1 - Armazenamento de Energia

O conjunto de dez ações-chave definidas na estratégia de I&D para a energia da União Europeia para fomentar a transformação do sistema energético, como a eletrificação dos transportes ou o aumento da segurança e flexibilidade do sistema de energia, visam promover a aceleração de uma transição energética sustentável que, nos países desenvolvidos, incluirá: i) a eletrificação progressiva dos diferentes usos de energia; ii) a utilização crescente de recursos renováveis endógenos; e iii) a mudança progressiva do paradigma de uma rede elétrica essencialmente unidirecional para uma rede elétrica bidirecional e ativamente controlada, em tempo real.

Por outro lado, nas regiões ditas em desenvolvimento, a maturidade já atingida pelas tecnologias de conversão de energia que operam a partir de recursos renováveis, traduzida nomeadamente na diminuição do seu custo atual, permitiu já a concretização de inúmeros projetos de desenvolvimento local alimentado por mini-redes de eletricidade renovável.

Em ambos os casos, embora em escalas muito diferentes, o armazenamento de energia, para ajustar a disponibilidade do recurso renovável endógeno à procura de eletricidade,

será um dos pontos críticos a ultrapassar nesta transição energética. O armazenamento é unanimemente aceite como uma das ferramentas cruciais numa nova lógica que urge construir para manter a estabilidade das diferentes redes elétricas nas diferentes escalas temporais, desde o i) armazenamento de curto prazo que permita fazer regulação de frequência, e assim garantir a qualidade da energia, ao ii) armazenamento de médio prazo visando a compatibilização necessária entre os diagramas de carga intra-diários que melhor servem as necessidades dos utilizadores e uma produção de energia elétrica feita exclusivamente a partir de fontes renováveis. Estas fontes são caracterizadas por uma elevada variabilidade e um perfil intra-diário de produção característico, como acontece, por exemplo, no caso da energia solar, ou mesmo fazer face a flutuações sazonais ou inter-anuais. Naturalmente, uma tão grande variedade de necessidades em termos de potência disponível por unidade de energia armazenada não poderá ser coberta eficientemente por um único tipo de tecnologia de armazenamento sendo, portanto, compreensível que diferentes tecnologias compitam e se venham definitivamente a afirmar em cada um dos segmentos de mercado.

## E.2 - Hidrogénio e *Power-to-X*

Devido à variabilidade natural dos recursos renováveis e sua dependência das condições meteorológicas, o parque renovável gerador de energia elétrica não despachável (expectavelmente sobredimensionado) que terá capacidade de produzir, durante largos períodos, quantidades superiores ao consumo, que importa, nesta eventualidade, armazenar e reutilizar noutros períodos de défice energético.

As tecnologias do hidrogénio podem vir ser utilizadas, nos próximos 5-15 anos, como um vetor energético preferencial e como a uma forma de armazenar energia elétrica renovável para escalas temporais alargadas, de tipo sazonal e/ou interanual. Estas tecnologias apresentam como vantagens a elevada densidade de energia e a capacidade de armazenamento por períodos de tempo mais longos. Outra vantagem reside na sua versatilidade. As soluções baseadas no hidrogénio não estão restritas ao armazenamento de eletricidade, podendo ser utilizadas para integrar a eletricidade excedente proveniente de fontes renováveis em diferentes setores de energia. As possíveis vias de integração podem ser categorizadas:

- ◆ Eletricidade-para-eletricidade (do inglês *Power-to-Power*): conversão da eletricidade em hidrogénio via eletrólise da água que, por sua vez, é armazenado e reconvertido em eletricidade quando necessário por meio de pilhas de combustível;
- ◆ Eletricidade-para-gás (do inglês *Power-to-Gas*): conversão da eletricidade em hidrogénio via eletrólise da água que, por sua vez, é utilizado na produção de metano, através de gás de síntese por metanação, podendo ser injetado diretamente na rede de gás natural ou usado diretamente no abastecimento de veículos a gás natural, como gás natural comprimido ou gás de petróleo liquefeito;
- ◆ Eletricidade-para-combustível (do inglês *Power-to-Fuel*): conversão da eletricidade em hidrogénio via eletrólise da água que, por sua vez, é utilizado como combustível em veículos com pilhas de combustível ou diretamente injetado até 5% a 10% na rede de gás natural;

- ◆ Eletricidade-para-matéria-prima (do inglês *Power-to-Feedstock*): conversão da eletricidade em hidrogénio via eletrólise da água que, por sua vez, é utilizado como matéria-prima em processos industriais.

Atualmente assiste-se à liderança mundial por um lado, do Japão e por outro, da Europa com projetos orientados neste domínio que, no caso da Europa são motivados, em grande medida, por um forte apoio político por parte da União Europeia e de governos nacionais. O principal desafio hoje é identificar oportunidades concretas de investimento de curto prazo, baseadas em princípios económicos sólidos e casos de negócio robustos.

Os projetos eletricidade-para-X em curso estão principalmente focados na investigação e demonstração. No que diz respeito à via eletricidade-para-gás, alguns estudos económicos indicam que esta necessita de medidas de apoio governamental para ser rentável a curto e médio prazo, como a criação de uma tarifa de injeção na rede. De forma a reduzir o montante desse apoio, é expectável que os casos de negócio iniciais incluam várias fontes de receita, como o fornecimento de hidrogénio para a mobilidade (eletricidade-para-combustível) ou aplicações industriais (eletricidade-para-matéria-prima) complementado com a injeção de hidrogénio na rede de gás natural (eletricidade-para-gás) e a prestação de serviços à rede elétrica. Com relação à via eletricidade-para-eletricidade, os estudos realizados pela Iniciativa Tecnológica Conjunta para Hidrogénio e Pilhas de Combustível (ou FCH-JU, do inglês *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking*) e pela Agência Internacional de Energia estimam que esta seja competitiva (em 2030) com as opções alternativas para armazenamento sazonal de grandes quantidades de energia.

A política energética nacional, tendo como base a diversificação de alternativas de origem renovável, deve a curto e médio prazo contemplar a importância estratégica do hidrogénio, havendo necessidade duma adaptação legislativa e regulamentar, no sentido de garantir a oferta de forma sustentável. Neste quadro há que garantir também os investimentos necessários, tanto a nível da sua utilidade como vetor e recurso, como de tecnologia.

A concepção de um roteiro em Portugal para o Hidrogénio e o correspondente plano de ação é essencial bem como a devida articulação entre as várias entidades do setor público e as empresas na dinamização de projetos competitivos que levem à introdução do hidrogénio como vetor energético e garante do armazenamento de energia quando necessário e como combustível no *mix* energético nacional.

### E.3 - A contribuição da gestão da procura de energia

A gestão da procura de energia (*demand-side management – DSM*) tem sido, desde há mais de quarenta anos, uma das formas de garantir uma gestão eficiente dos sistemas de energia elétrica. São prática corrente no setor elétrico ações tendentes a limitar o consumo nas horas de ponta, ou ainda a desviar consumos no tempo, ou a diminuir a taxa de crescimento do consumo por aumento da eficiência energética nas utilizações finais, num contexto de planeamento integrado de recursos (*integrated resource planning – IRP*) que considera os recursos do lado da procura a par com os do lado da oferta. Em particular, a

mobilização dos consumos para uma resposta dinâmica (*demand response*) permite contribuir para uma combinação virtuosa de recursos que inclui a produção renovável e o armazenamento, para garantir em permanência a condição de equilíbrio das potências nos sistemas e uma resposta efetiva a perturbações transitórias. Porém, uma contribuição em larga escala da gestão do consumo - capaz de oferecer uma resposta dinâmica técnico-economicamente adequada, quer para o sistema elétrico, quer para os consumidores - requer dispositivos inteligentes, do tipo *smart meter* ou outros, que possam receber alertas operacionais ou sinais de preço para automatizar as respostas da procura, seja de emergência, seja de elasticidade económica, respetivamente.

A exploração combinada dos recursos da procura, do armazenamento (estacionário e de veículos elétricos) e da produção renovável de pequena escala corresponde a gerir a flexibilidade que estes representam, por permitirem ajustar harmoniosamente e com rapidez de resposta a procura equivalente que a rede elétrica tem que satisfazer. Em particular, a influência que é possível exercer sobre a procura em situações de estrangimento ou de custo mais elevado de operação da infraestrutura, tem levado à formulação sugestiva da "procura a seguir a oferta", por oposição à perspetiva tradicional de operação dos sistemas de energia, em que predominava a conceção de que a oferta deveria estar sempre preparada para seguir, isto é satisfazer totalmente, a procura, cujo comportamento era considerado incontrolável.

Apesar de a prática de DSM ser já uma tradição da indústria de eletricidade, os meios tecnológicos atuais têm duas características essenciais muito importantes quando comparadas com as existentes no final do século passado: muito mais elevado desempenho, tanto de cálculo como de velocidade de comunicação, e muito mais baixo custo. O potencial do DSM é, assim, muito mais fácil de concretizar, nas suas diversas vertentes: medição, controlo, interface, *feedback*.

A existência de múltiplos agentes na cadeia de valor da eletricidade, atualmente desverticalizada, impõe uma elevada exigência de conceção dos edifícios regulatórios, já que os interesses não coincidentes dos agentes intervenientes têm que ser conciliados o melhor possível no interesse geral, com a certeza de haver sempre alguma perda de eficiência global por haver necessidade de garantir fluxos de receitas que viabilizem a atividade de todos os agentes. A complexidade das relações inter-agentes nos mercados de energia elétrica torna mais difícil a concretização de abordagens do tipo IRP. Embora não necessariamente por este motivo, compreende-se que a Comissão Europeia tenha vindo ultimamente a adotar o princípio "*energy efficiency first*" como forma de garantir, no contexto de mercado, que as oportunidades da eficiência energética não são desperdiçadas. Porém, esta abordagem é menos eficiente, no sentido do interesse geral, na medida em que a consideração simultânea de todas as opções, numa perspetiva de maximização do benefício social, conduz potencialmente a soluções mais interessantes.

A gestão da procura tem, além da dimensão tecnológica, a dimensão comportamental. Pode-se considerar que hoje se está muito mais próximo de uma situação em que as redes beneficiarão amplamente da crescente digitalização a que têm sido sujeitas. Também se está muito mais próximo de haver do lado dos utilizadores de energia elétrica disponibilidade de equipamentos sofisticados de gestão de serviços de energia, começando nos

próprios contadores inteligentes, mas passando por controladores inteligentes para a climatização ou de iluminação, ou mesmo por sistemas de controlo mais abrangentes, não apenas na indústria e nos serviços, mas também nas residências e na iluminação pública. A conjugação dos recursos sofisticados nestes dois níveis, da rede e da utilização final, corresponderá à concretização do conceito de rede inteligente, em que o potencial da gestão da flexibilidade da procura será muito elevado. Porém, a resposta do lado da procura aos estímulos e solicitações do sistema de energia depende dos pressupostos culturais e de instrução, do nível de rendimento, das perceções, dos preconceitos e dos receios, assim como da abertura a novas formas de relacionamento de negócio, dos utilizadores finais.

Assim, pode-se dizer que a gestão da flexibilidade proporcionada pela potencial adaptação da procura de energia elétrica às necessidades de gestão da infraestrutura a montante depende da regulação, da tecnologia e dos comportamentos dos consumidores, fatores que têm que ser tidos em conta simultaneamente para uma eficaz e fiável exploração do potencial existente.

## E.4 - Água e Energia: a dessalinização e a geração renovável

A escassez de água - um bem essencial e insubstituível - será, em Portugal, uma consequência direta das alterações climáticas e ocorre em paralelo com a descarbonização dos sistemas energéticos: Água e Energia são dois dos tópicos fulcrais e interligados nas agendas atuais.

Existem sinergias entre a obtenção de água potável, e.g., a partir de água salgada e a operação de sistemas ~100% renováveis que importa fomentar. A geração de água através de sistemas de dessalinização pode atuar como um meio regulador e do aproveitamento da variabilidade de recursos renováveis como o eólico ou solar. Por outro lado, a água potável gerada, pode funcionar como um sistema armazenador de energia - este processo constituirá uma nova fonte de flexibilidade para os sistemas elétricos.

A integração da dessalinização com as energias renováveis é uma resposta pertinente e tem correspondido a grandes esforços a nível mundial, sendo principalmente utilizadas as de origem solar (70% das utilizações), eólica (zonas costeiras) e com menor expressão as fontes da geotermia, ondas e marés. A utilização de geração solar é considerada como mais promissora devido à sua disponibilidade espacial e a modularidade da potência a instalar. O recurso à energia eólica também constitui uma abordagem interessante; a natureza variável desta fonte de energia permite produzir durante a noite e no inverno quando a disponibilidade do recurso excede o consumo. Uma combinação destas duas - ou de outras fontes renováveis - pode harmonizar a geração de energia e corresponder à necessidade dinâmica de energia para a dessalinização, comandada pela captação de água e estilo de vida, ambas marcadas por uma variabilidade em relação à hora do dia e à variação climática das estações do ano.

Apesar das claras vantagens em termos económicos e ambientais, o custo da dessalinização (ou purificação) por fontes renováveis ainda é considerado superior aos métodos convencionais apontando para necessidades de I&D associado à eficiência e produtividade da dessalinização renovável. No entanto, reconhece-se que a sua viabilidade económica é

superior em utilizações locais ou em regiões remotas sem necessidade de ligações à rede de distribuição de energia. Alguns desafios, tanto em termos de investigação como de abordagens estratégicas, poderão ainda ser colocados à dessalinização renovável, como sejam a possibilidade do recurso ao armazenamento de água dessalinizada, ou ainda a utilização deste sistema como tampão (correspondendo a um “sumidouro”) de energia face a excessos de produção do recurso renovável com algum efeito de estabilizador da rede elétrica com elevada penetração renovável.

## E.5 - A integração dos sistemas energéticos

É comumente aceite que os diferenciais do binómio geração/consumo à escala diária (num processo também referido por arbitrage) são facilmente geríveis, e.g., com sistemas de produção hídrica com albufeira e bombagem ou, em face do atual desenvolvimento da mobilidade elétrica, recorrendo a soluções G2V ou V2G<sup>4</sup>.

Contudo, a variabilidade em escalas temporais mais alargadas, ou a necessidade de dar um uso eficiente à capacidade de produção de eletricidade VRE que exceda o consumo, reavivou recentemente o setor da chamada “integração de sistemas energéticos”. Com esta terminologia referimo-nos à interligação operacional e de longo prazo de vetores e/ou setores energéticos que, anteriormente, não estavam ou estavam pouco interligados.

Exemplos disso são a ligação entre redes elétricas e de calor; a eletrificação do aquecimento de espaços dotada de armazenamento térmico; a ligação entre o setor elétrico e os setores i) dos transportes; e ii) do calor industrial; a conversão de eletricidade em hidrogénio e consequente reconversão em eletricidade; a geração de *synfuels* (combustíveis sintéticos) entre várias outras interligações possíveis.

---

4- *Grid to vehicle* ou *Vehicle to grid*

## F - Modernização, otimização e planeamento das redes elétricas

As redes de transporte e de distribuição são dimensionadas e operadas numa perspetiva de fornecimento ininterrupto do serviço aos consumidores. Isto significa que, estas redes são projetadas por forma a permitirem o fluxo das potências nominais instaladas, i.e., o seu valor máximo instantâneo, razão pela qual a conceção de um sistema elétrico com uma participação renovável elevada, exige, além de investimentos nas novas centrais renováveis, que o investimento nas redes elétricas de transporte e de distribuição (RNT e RND) acompanhem esse aumento de potência instalada que, tendencialmente, apresentará, no futuro, fatores de carga mais baixos que no presente, se as metodologias de projeto e estratégias de operação se mantiverem.

Até à data, o licenciamento de novas centrais renováveis para a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) tem seguido as capacidades nominais disponíveis indicadas pelo operador da RNT, tendo com isso Portugal alcançado um excelente desempenho ao facultar condições de não desligação da produção renovável VRE, num procedimento usualmente designado por *curtailment*, quando comparado com outros países. O facto de o operador do sistema elétrico ter mantido os cálculos da simulação do SE de longo prazo<sup>5</sup> e colaborado com os sucessivos Governos na simulação do *mix* energético nacional, na obtenção dos planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) permitiu, até agora, garantir a integração de um *mix* alinhado com a política energética nacional e a segurança de abastecimento do sistema.

---

5- e.g., VALORAGUA

A interligação das redes elétricas representa um pilar fundamental para lidar com sistemas tendencialmente 100% renovável. Em Portugal, estudos anteriores a 2007 (quando da criação do MIBEL) quantificaram as necessidades de capacidade de interligação em cerca de 3 GW para evitar “*market split*” (MS, separação de mercados à escala ibérica). Atualmente, com nove linhas de transmissão em operação, que garantem interligação com Espanha, Portugal atingiu esse objetivo, havendo inclusivamente horas cuja capacidade comercial ultrapassou 4 GW e, com isso, reduzindo significativamente os períodos com MS inferior a 2%. No entanto, continua a haver um número não desprezável de horas em que as trocas comerciais estão limitadas a zero, tanto na exportação com na importação (eventos não simultâneos), havendo ainda um caminho a percorrer para cumprir o objetivo de 15% (referidos à potência de geração instalada) de capacidade de interligação e capacidade de interligação com Espanha previstos para 2030, em termos nacionais e especialmente ibéricos.

Em termos nacionais existe, como já se referiu, uma correlação negativa entre a produção de eletricidade de origem eólica e a de origem solar, o que permite obter alguns ganhos operacionais no que respeita à rede elétrica. A nível regional, essa vantagem é menos evidente visto a maior parte do potencial eólico estar no norte e centro e, atualmente, a maioria das centrais e dos projetos solares se situarem ao sul do Tejo, região onde o recurso eólico é menor.

Num cenário de participação renovável próximo de 100%, o uso de técnicas de limites dinâmicos para linhas aéreas, chamado *dynamic line rating* (DLR), atualmente em franca expansão em alguns países, permite otimizar a capacidade de transmissão das redes de transporte e distribuição, face aos novos desafios. Devido à correlação existente entre a capacidade adicional das linhas e o aumento da produção eólica em condições de elevadas velocidades de vento - onde o efeito de arrefecimento adicional dos condutores das linhas elétricas, provocado pelas condições de vento, permite aumentar a margem operacional da rede - a implementação das abordagens DLR em redes elétricas pode desempenhar, com os devidos cuidados, um papel fundamental no aumento dos níveis de integração de energias renováveis. Relativamente à geração solar existe uma correlação negativa, pois quanto maior for o valor da radiação solar, menor será a capacidade das linhas de transporte, devido ao aquecimento dessas mesmas linhas provocado pela radiação solar que incide sobre elas. Quer isto dizer que, grandes aumentos da capacidade de geração solar PV podem exigir reforços relevantes nas redes (e a definição de estratégias otimizadas de projeto, investimento e operação da rede elétrica, numa perspetiva de digitalização e transição energética). Contudo, e numa perspetiva de otimização das atuais infraestruturas, se novas centrais solares se interligarem a linhas de transmissão e zonas de rede que já servem centrais eólicas, as sinergias entre ambas são evidentes e os custos de investimento na rede de transporte e os respetivos impactos ambientais decrescerão, inevitavelmente, quando comparados com um planeamento casuístico.

No que respeita à modernização das redes elétricas, a rápida disseminação das centrais renováveis distribuídas foi acompanhado – e, em parte, impulsionado - pelo progresso verificado na área das Tecnologias de Informação e Comunicação (TICs), fator que marca a transição da sociedade para uma nova era da Digitalização dos Sistemas Produtivos (também elétricos), que muitos já classificam como a quarta revolução industrial. Esta digi-



talização do setor energético tem impulsionado fortemente a evolução das redes elétricas - inicialmente passivas e dimensionadas apenas para atender às potências nominais (quer de geração, quer de consumo) bem como facultar um serviço energético a um conjunto de consumidores, também ele passivo - para um novo paradigma de redes elétricas ativas (ou inteligentes), que exigem total observabilidade da produção renovável distribuída em todos os níveis de tensão da rede.

É vital que o planeamento da rede elétrica seja feito tomando em consideração o desenvolvimento a médio/longo prazo e localização do futuro parque gerador renovável, bem como a otimização desses investimentos associada a uma cuidada análise custo-benefício, colocando questões como: i) o privilegiar a partilha de linhas/redes elétricas entre centrais solares e eólicas; ii) comparar técnica e economicamente o desligar das centrais renováveis nos infrequentes picos de geração (tipicamente inferiores a 5% do tempo) *versus* o sobredimensionamento da rede elétrica; iii) como potenciar os benefícios das comunidades locais de energia e do armazenamento distribuído.

## G - Contexto legislativo e regulatório de sistemas elétricos ~100% renováveis

No período de transição energética que a sociedade está a viver, algumas certezas podem ser consideradas no meio das muitas incertezas também existentes.

A evolução tecnológica permite concluir que as fontes de energia renovável conseguirão atingir o nível de maturidade necessário para assegurarem a cobertura total das dimensões de segurança de abastecimento, de concorrência e de sustentabilidade que fundamentam a política europeia e nacional para a eletricidade e também um abaixamento de custos para o consumidor. Entre outros, a aposta passa por colocar a eficiência energética em primeiro plano, uma maior eletrificação da sociedade, com produção elétrica 100% renovável, e a afirmação de novos vetores energéticos descarbonizados.

Do ponto de vista do quadro legislativo europeu do setor energético do futuro, a União Europeia antecipou esse futuro e está a ultimar o Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”, que apresenta como objetivos colocar a eficiência energética em primeiro lugar, assegurar a liderança global em energias renováveis e envolver os consumidores.

Dez anos depois da sua aprovação em 2009, está ainda por concretizar parte significativa daquilo que se encontra estabelecido no Terceiro Pacote Legislativo Europeu para a Energia, que visa a criação do Mercado Interno da Energia em todo o espaço da União Europeia. Apesar de parte das metodologias previstas só terem a sua concretização prevista para daqui a dois ou três anos, é fundamental que esse objetivo venha a ser alcançado para que todos beneficiem das vantagens de um mercado único de energia num espaço tão alargado como o espaço europeu.

Entretanto, a realidade acabou por ultrapassar as melhores expectativas e exigiu que o quadro legislativo evoluísse e passasse a dar um maior realce ao futuro das consequências da descarbonização, da descentralização e da digitalização do setor energético.

Sendo claro que o investimento necessário para a transição energética em curso surgirá num ambiente de mercado, existe uma aposta europeia na qual, para além dos intervenientes tradicionais do setor, também os consumidores, sejam eles domésticos ou empresariais, serão uma parte ativa em todo esse processo.

A estabilidade da política energética europeia é fundamental para gerar a confiança necessária nos investidores para essa evolução se concretize, a visão sobre o futuro aparece concretizada através do estabelecimento de um Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050 e em Planos Nacionais Energia e Clima para 2030, que serão adotados por cada um dos Estados Membro.

Com estas balizas orientadoras estabelecidas num futuro próximo, o papel do legislador e da regulação será o de antecipar a remoção de barreiras e a criação de condições equilibradas para esse desenvolvimento necessário.

## H - Novos modelos de negócios para a descarbonização do sistema energético

O desenvolvimento e disseminação em larga escala das (novas) tecnologias renováveis - essencialmente a partir de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos - verificou-se a partir de 1990 nos países desenvolvidos, num processo liderado pela União Europeia. Esse desenvolvimento ancorou-se, desde cedo, na necessidade de oferecer incentivos financeiros, fosse ao investimento, fosse ao desempenho das centrais renováveis. Esses incentivos, vulgarmente denominados "FIT - *feed-in tariffs*" - ou em português "tarifas garantidas" ou tarifas bonificadas - consistiram em garantir aos investidores uma retribuição pela geração renovável que garantisse a recuperação do investimento - protegendo o setor e os investimentos feitos por pequenos investidores - e, assim, apoiasse o crescimento da indústria renovável na Europa. A maioria dos países Europeus, entre os quais Portugal, recorreu ao sistema FIT, com valores tarifários superiores à média do valor da energia nos mercados da eletricidade e isentando esta geração de custos de "taxas de uso de rede" ou outros custos produtivos normalmente imputados à geração convencional. Algumas variações existem nestes incentivos à geração e tecnologias renováveis. Por exemplo, na Dinamarca optou-se pela definição de percentagens mínimas de penetração renovável na energia comercializada pelas utilities elétricas e, já fora da Europa, os Estados Unidos têm privilegiado um sistema (complexo) de incentivos de carácter fiscal e Espanha privilegiou um sistema misto de (pseudo) participação em mercado associado ao pagamento de um prémio (fixo) acima do valor do mercado *spot*.

Em todos os países, a legislação em que se baseavam as FIT definia uma duração limitada de aplicação desta tarifa: Em França, tem uma duração máxima de 9 anos, em Portugal inicialmente tinham uma duração de 15 anos e, posteriormente, foi indexada ao nível de produção da instalação podendo variar entre 9 e 15 anos (dependendo do período de instalação e da tecnologia), e outros países tiveram regras similares. O essencial a reter, é que em todos os países se assumiu que a existência de FIT era transitória e estas assumiam

um papel de incentivo ao setor energético e industrial Europeu somente durante o período (eventualmente médio) de recuperação do investimento, garantindo uma previsibilidade de risco que atraiu investidores, diminuindo por sua vez os custos de financiamento.

Independentemente da natural diversidade de políticas energéticas nos vários Estados Membro Europeus, atualmente assiste-se ao acabar dos períodos de vigência das FIT. Em Portugal, prevê-se que, em 2023 uma parte significativa da geração eólica passe para um regime de mercado.

Contudo, o “desenho” dos mercados de eletricidade existente há mais de 40 anos, é marginalista quanto aos preços dos combustíveis, e por isso, adapta-se mal às características de operação de fontes como as centrais eólicas e fotovoltaicas, com custos variáveis, os do combustível, praticamente nulos. Estas centrais, cuja geração depende (quase) diretamente das condições climáticas e é mais ou menos previsível mas de controlabilidade nula e não oferecem a (clássica) garantia de potência, na qual se baseia o “empilhamento” das ofertas em mercado para “o dia seguinte”. Importa, por isso, repensar o “desenho do mercado” para o futuro e os mecanismos de negociação que reflitam o real valor da geração renovável para a sociedade e para o planeta, e desenvolver novos modelos de negócio que criem as condições necessárias para a continuidade dos investimentos, sem para isso sobrecarregar as economias.

Dadas as características das centrais renováveis, custo de capital elevado, custo nulo do combustível e reduzidos custos de operação e manutenção, é possível aquando da instalação de uma central renovável prever o custo da produção de eletricidade ao longo do seu período de vida útil. Estas características permitem estabelecer um valor praticamente constante para a eletricidade produzida o que permite estabelecer contratos de compra/venda de eletricidade (usualmente designados por PPAs - *Power Purchase Agreement*) de prazos razoáveis, em torno de 15 anos, o que acarretam além duma certeza do custo para os consumidores também minimizam o risco do investimento, o que tem como consequência uma diminuição de risco para o investidor, mas também para o financiador. Beneficiário desta situação é imediatamente o consumidor que terá um abaixamento de preço na fatura elétrica comparativamente à situação se estas centrais renováveis tivessem de ofertar no referido mercado marginalista.

Claro que se está a considerar que a atribuição desta forma de remuneração se faz através de processos competitivos e não através de uma tarifa fixada administrativamente.

# I - Consulta aos *stakeholders*

O *Core Group* preparou o conjunto de tópicos de discussão de áreas de ação anteriormente apresentados e compilou as várias contribuições num documento preliminar.

O documento preliminar e um inquérito *online* foram partilhados com um grupo alargado representativo do setor, que inclui indústria, academia, associações, entidade da administração pública central e local.

Objetivo: revisão alargada com objetivo de integrar diferentes experiências, visão dos diferentes sub-setores energéticos, e dos setores económicos, sobre:

- ◆ Identificação e descrição das práticas (ex.: tecnologia, modelos, metodologias, regulamentação, etc.) mais promissoras;
- ◆ Desafios ao desenvolvimento/implementação;
- ◆ Medidas no período 2020-30;
- ◆ Outras sugestões.

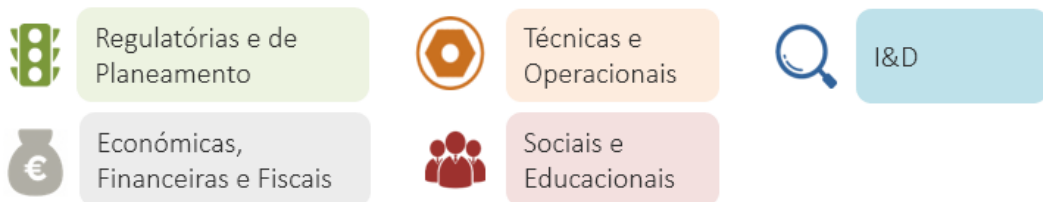
O processo de consulta pública durou um mês e foram obtidas 22 contribuições totalizando um total de 38 respostas aos diferentes tópicos de discussão. Após recolhidas as respostas ao inquérito, teve lugar uma reunião com o grupo alargado para apresentação e discussão dos temas com base nas contribuições recebidas.

## I.1 - Contribuição do grupo ERISE para os objetivos PNEC 2030

O Contributo do Fórum Energias Renováveis no domínio das **Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos** foi elencado nos seguintes objetivos do **PNEC 2030**:

- O1: Descarbonizar a economia nacional
- O2: Dar prioridade à eficiência energética
- O3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país
- O4: Garantir a segurança de abastecimento
- O5: Promover a mobilidade sustentável
- O6: Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro de carbono
- O7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva
- O8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa

Tendo as medidas preconizadas, sido classificadas em:



De seguida, para cada objetivo do PNEC 2030, são apresentadas as medidas concretas para a sua operacionalização no horizonte 2020-30.

## OBJETIVO 1: Descarbonizar a economia nacional



- ◆ Recurso a metodologias de planeamento holístico. Articulação energética, ambiental, económica e territorial.
- ◆ Necessidade de se definirem políticas energéticas, territoriais e de uso da água (incluindo do mar) adequadas a um desenvolvimento sustentável, na próxima década.
- ◆ Fomentar a integração de sistemas de energia renováveis no parque edificado.



- ◆ Criação de linhas de apoio a I&D, em função da maturidade de cada tecnologia.
- ◆ Revisão das cargas fiscais nos diferentes vetores energéticos, por forma a não privilegiar opções tecnológicas.



- ◆ Garantir o envolvimento dos Consumidores para o seu papel na transição energética.



- ◆ Fomentar a interligação operacional e de longo prazo entre vetores e/ou setores energéticos. Ex.: a) redes elétricas e de calor; b) a eletrificação do aquecimento de espaços dotada de armazenamento térmico; c) a ligação entre o setor elétrico e os setores dos i) transportes e ii) calor industrial.



- ◆ I,D&D na capacidade das técnicas de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CCS ou CCU - *carbon capture storage and utilization* - CO<sub>2</sub> é uma matéria-prima possível na produção de combustíveis sintéticos líquidos).
- ◆ Fomentar I&D em tecnologias de emissão negativa e pegada de carbono neutra (e.g., *power-to-fuel*).
- ◆ I&D em metodologias de planeamento do sistema energético. Ex.: gestão da procura; risco e incerteza na modelação e cenarização; cenarização e modelação comportamental; envolver regiões autónomas; integrar diferentes modelos tecno-económicos e situações extremas (e.g., secas severas).



## OBJETIVO 2: Dar prioridade à eficiência energética



- ◆ Continuar a aplicação de medidas de eficiência energética ao parque edificado em Portugal. Ex.: vãos envidraçados e sistemas de sombreamento passivo; envoltentes opacas, ...



- ◆ Acesso reduzido dos consumidores (doméstico e industrial) a soluções e produtos na área do "autoconsumo" (fotovoltaico) e quase inexistência de financiamento adequado a este tipo de soluções.
- ◆ Criação de tarifas interessantes (dinâmicas?) para os consumidores na *demand response*, sem excesso de penalização aos desvios de resposta.



- ◆ Capacitação dos consumidores através de ações de sensibilização e educação. Ex.: Como melhor operar (e quando) utilizar os seus eletrodomésticos.



- ◆ Instalação de equipamentos facilitadores de *Automated demand response*, *dynamic pricing* (autónomos ou em articulação com edifícios com necessidades quase nulas de energia "*Nearly Zero Energy Building - nZEBs*").



- ◆ Caracterizar a flexibilidade dos Edifícios (Ex.: *Building-as-a-battery*);
- ◆ I&D em caracterização do potencial da gestão de cargas para a flexibilização do sistema & Projetos piloto de tarifas dinâmicas para diferentes tipologias de consumidores;
- ◆ Criação de redes de calor/frio híbridas (geotermia + solar) em locais de desenvolvimento urbano e turístico (e.g. centros termais).

### OBJETIVO 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país



- ◆ Criação de regulamentação para sistemas híbridos/virtuais renováveis. e.g., Sobre-equipamento PEs com i) solar PV e ii) capacidade adicional instalada superior a 20%, dependendo do local e recurso.
- ◆ Permitir o despacho de portfólios de produção renovável espacialmente distribuídos (e.g., numa primeira fase dentro das suas áreas de balanço).



- ◆ Modelos de negócio e redesenho de mercados adequados às novas tecnologias e à mudança de paradigma em curso - Sistemas elétricos fortemente dependentes das condições meteorológicas.
- ◆ Financiamento/tarifas incentivadoras para i) I,D&D de tecnologia (e.g., concentração de energia solar - CSP, ondas) e ii) enfoque na redução de custos/aumento competitividade de tecnologias pré-comerciais (e.g., eólico *offshore*).



- ◆ Capacitação dos consumidores através de ações de sensibilização e educação. e.g., Como melhor operar (e quando) utilizar os seus eletrodomésticos.



- ◆ Privilegiar a partilha de linhas/redes elétricas entre centrais solares e eólicas (e outras, e.g., armazenamento).
- ◆ Atender ao papel do *Prosumer* e da possibilidade de partilha da energia em redes locais.



- ◆ I&D na otimização das linhas da rede de transporte e distribuição. Ex: Aplicação de análise dinâmica da capacidade das linhas elétricas - *Dynamic Line Rating*.
- ◆ I,D&D *Blockchain, peer to peer*.
- ◆ I&D agregação e exploração de flexibilidade das redes de distribuição para resolver constrangimentos da própria rede de distribuição ou da rede de transporte.

## OBJETIVO 4: Garantir a segurança de abastecimento



- ◆ Enquadramento regulatório da flexibilização do sistema elétrico. e.g., cargas térmicas de grandes consumidores, e de novos atores no sistema energético. Ex:
  - a) Armazenador de Energia, b) Agregadores (produção e/ou consumo), c) CRV - Centrais Renováveis Virtuais/híbridas, d) Comunidades Energéticas.
- ◆ Enquadramento de mercado com remuneração adequada da geração renovável e da oferta de capacidade e garantia de abastecimento.
- ◆ Definir os termos das concessões das unidades de armazenamento de energia (e.g., albufeiras) - pilares da estabilidade do sistema elétrico no horizonte 2020-30 dando prioridade às questões operacionais e de eficiência energética em detrimento das questões de mercado.



- ◆ Flexibilização do conceito "áreas de balanço" do sistema elétrico.
- ◆ Análise das sinergias *curtailment* e armazenamento (competitivo) de energia e flexibilização dos sistemas de armazenamento por bombagem, através da melhoria dos sistemas de velocidade variável.
- ◆ "Armazenamento de energia": i) sob a forma de produto intermédio (ou final) (e.g., no setor químico com a produção de Amónia), ii) recorrendo a rede de gás natural (e.g., comprimindo/expandindo gás, estímulos tarifários / energéticos).



- ◆ Explorar as valências complementares dos diferentes vetores energéticos (e.g., gás e eletricidade) na maximização da flexibilidade-eficiência e apoio à redução dos custos do sistema.
- ◆ Criação de projetos-piloto, (I,D&D) na otimização das unidades de armazenamento para diferentes escalas temporais e aumento da sua eficiência.
- ◆ I&D no impacto do reforço das interligações no setor energético e economia nacional.

## OBJETIVO 4: Garantir a segurança de abastecimento (continuação)



- ◆ Fomento de I&D/demonstração em centrais renováveis híbridas de diferentes tipos e agregação (combinando eólica, fotovoltaico e hídrica com bombagem e diferentes tipos de consumo e DR); Trabalho ao nível da algoritmia de controlo / otimização de CRVs e portfólios agregados (1ª fase/por zona de rede).
- ◆ I&D na integração da hídrica com plataformas de produção eólico, fotovoltaica, negociação, interação com plataformas dos operadores da rede de distribuição (DSO) e plataformas de mercado.
- ◆ I&D em sistemas de carregamento inteligente de veículos elétricos integrados com redes inteligentes e com soluções V2G (*vehicle-to-grid*).
- ◆ I&D no uso da água - exploração das sinergias gestão excedentes de eletricidade / geração água potável.

## OBJETIVO 7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva



- ◆ Estabilidade da política energética.
- ◆ Criação de uma *Regulatory Sand Box* para o setor elétrico permitindo a existência de mecanismos simples, acessíveis e de resposta célere para a realização de projetos demonstradores em Portugal.



- ◆ Fomentar a cadeia de valor associada à transição energética. e.g., Indústria da digitalização energética.



- ◆ Fomentar parques industriais que permitam sinergias e economias de escala para a utilização de vetores energéticos como hidrogénio ou gases de síntese.
- ◆ Reaproveitar infraestruturas das centrais térmicas com combustível fósseis para produção a partir de hidrogénio (H<sub>2</sub>), gás sintético e biogás, reaproveitando-se as infraestruturas do GN.



- ◆ I&D em ferramentas baseadas em inteligência artificial para: i) gerir um grande volume de dados; ii) ajuda à decisão sob incerteza e; iii) reduzir a carga cognitiva dos operadores humanos.
- ◆ I&D na previsão da geração VRE (eólica, solar, hídrica) - mercado & gestão otimizada dos ativos.
- ◆ I&D na adaptação do sistema elétrico/energético ao contexto des-carbonizado, distribuído e digital:
- ◆ a) modelos contratos de *performance* (ESCO); b) desenvolvimento de dispositivos e algoritmia de DR para diferentes segmentos de clientes; c) fornecimento de *frequency response* com armazenamento.
- ◆ Desenvolvimento na área da cibeseurança nos sistemas elétricos / energéticos.

## OBJETIVO 8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa



- ◆ Caracterizar a “A economia da sustentabilidade energética” no horizonte 2020 a 2050.
- ◆ Criar enquadramento regulamentar para as comunidades energéticas.



- ◆ Necessidades de Formação no setor:
  - a) Reformulação dos programas de estudo dos Mestrados em Sistemas de Energia e fomentar investigação multidisciplinar na área da energia.
  - b) Criação de “Formação Avançada em Sistemas ~100% RES”.
  - c) Campanhas de sensibilização à população e de formação de empresas e pessoal técnico.
  - d) Promover a consciencialização de um uso mais sustentável da energia e água junto de escolas e famílias.
- ◆ Acesso a informação do sistema eletroprodutor de forma fácil e perceptível por parte dos consumidores. Ex.: Criação de plataformas de interação entre operador da rede de transporte, de distribuição e consumidor (TSO-DSO-Consumidor).
- ◆ Não privilegiar opções tecnológicas em detrimento de outras. O compromisso com a descarbonização deverá ser cumprido de forma progressiva e ajustada às reais condições socioeconómicas do País

## J - Notas finais

A evolução tecnológica permite concluir que as fontes de energia renovável conseguirão atingir o nível de maturidade necessário para assegurarem a cobertura das dimensões de segurança de abastecimento, de concorrência e de sustentabilidade que fundamentam a política europeia para a área da eletricidade.

A aposta passa por colocar princípios de maximização da eficiência energética, associados a uma maior eletrificação da sociedade, recorrendo a fontes de energia renováveis endógenas conducentes a uma produção elétrica (quase) 100% renovável, apoiada no desenvolvimento e operacionalização de novos vetores energéticos e tecnologias de armazenamento de energia. Nesta aposta é igualmente fulcral, i) redesenhar os tradicionais modelos de mercados de eletricidade marginalistas para remunerar a produção elétrica renovável, através de um processo competitivo, transparente e justo, ii) promover e enquadrar novos atores no sistema energético (e.g., figura do agente agregador) e iii) formar e consciencializar a população para um uso mais sustentável da energia (e água). Nesse sentido, a transição energética que se avizinha exige um planeamento holístico e resiliente de longo prazo do sistema elétrico capaz de incorporar as dinâmicas da sociedade atual bem como as possíveis externalidades (e.g., alterações climáticas e outras não antecipadas).

No âmbito deste grupo de trabalho elencaram-se os temas mais relevantes e carentes de I,D&D, de iniciativas legislativas e regulatórias no domínio das “Energias renováveis e Integração de Sistemas Energéticos”, bem como as contribuições possíveis para os objetivos do PNEC 2030, entretanto publicado (versão provisória), constituindo assim um contributo baseado, não só no conhecimento científico do setor mas, e em igual medida, na experiência das empresas, associações e demais atores nesta área. Estas contribuições foram submetidas no processo de consulta pública realizado pela Direção Geral de Energia e Geologia.

## Ficha técnica

### *Core Group*

#### Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

- ◆ Ana Estanqueiro
- ◆ Ana Perez
- ◆ António Couto
- ◆ António Gomes Martins
- ◆ António Sá da Costa
- ◆ Carlos Santos Silva
- ◆ Isabel Cabrita
- ◆ João Maciel
- ◆ João Peças Lopes
- ◆ Jorge Esteves
- ◆ Jorge Maia Alves
- ◆ Justina Catarino
- ◆ Patrícia Pereira da Silva
- ◆ Rui Neto
- ◆ Rui Pestana

#### Contactos:

Coordenadora do Grupo de Trabalho (GT): Ana Estanqueiro (ana.estanqueiro@Ineg.pt)

Relator do GT: António Couto (antonio.couto@Ineg.pt)

Relatora do Fórum: Justina Catarino (justina.catarino@Ineg.pt)

Coordenador do Fórum: Hélder Gonçalves (helder.goncalves@Ineg.pt)



## Grupo alargado

### 29 respostas ao Inquérito

- ◆ Ana Rita Antunes
- ◆ André Pina
- ◆ António Cardoso Marques
- ◆ António Maria Silva
- ◆ Berto Martins
- ◆ Carlos Henggeler Antunes
- ◆ Filipe Oliveira
- ◆ Guilherme Silva
- ◆ Jorge Mendonça e Costa
- ◆ Jorge Rodrigues de Almeida
- ◆ Jorge Saraiva
- ◆ José Miguel Oliveira
- ◆ José Osório
- ◆ Laura Carvalho
- ◆ Luís Miguel Pires Neves
- ◆ Mara Madaleno
- ◆ Miguel Brito
- ◆ Miguel Carvalho
- ◆ Miguel Patena Forte
- ◆ Nuno Ferreira
- ◆ Patrícia Pereira da Silva
- ◆ Paula Ferreira
- ◆ Ricardo Bessa
- ◆ Ricardo José Coimbra Paiva Pereira
- ◆ Ricardo Pacheco
- ◆ Ricardo Prata
- ◆ Rita Marouço
- ◆ Zita Vale

### Por organização:

- ◆ APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica
- ◆ AREAM – Agência Regional de Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira
- ◆ Cooperativa Coopérnico
- ◆ DECO Proteste
- ◆ Dinâmica Aplicada, Lda.
- ◆ Direção Regional da Energia – Governo Regional dos Açores
- ◆ EDP Distribuição
- ◆ EDP Produção – Inovação e Internacional
- ◆ EDP Trading
- ◆ EEVM - Empreendimentos Eólicos Do Vale Do Minho S.A.
- ◆ Faculdade de Ciências – Universidade de Lisboa
- ◆ INESC TEC
- ◆ INESC Coimbra
- ◆ Instituto Politécnico de Leiria
- ◆ Quercus ANCN
- ◆ RdA - Climate Solutions / ICP Europe
- ◆ RNAE - Associação das Agências de Energia e Ambiente (Rede Nacional)
- ◆ Universidade Aveiro
- ◆ Universidade Coimbra
- ◆ Universidade da Beira Interior
- ◆ Universidade Minho
- ◆ WATT-IS

+

6 respostas particulares.



# Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020

## Anexos



# Anexos

## Índice

Anexo 1 - Agendas dos seminários	289
Anexo 2 - Apresentações do seminário de maio de 2019	293
Anexo 3 - Propostas de medidas e ações para operacionalização do PNEC	329
Anexo 4 - Participantes nos grupos de trabalho	351



## Anexo 1 - Agendas dos seminários

## Anexo 1 -



**SEMINÁRIO FÓRUM ENERGIAS RENOVÁVEIS 2020**  
**Medidas setoriais como contribuição para o PNEC 2030**

29 de maio de 2019

LNEG, Campus de Alfragide

14h	<b>Registo</b>
14h30	<b>Abertura</b> Teresa Ponce de Leão, Presidente do LNEG João Bernardo, Diretor Geral de Energia e Geologia Nuno Lacasta, Presidente da APA Hélder Gonçalves, Coordenador do Forum Energias Renováveis 2020
15h15	<b>Apresentação de medidas setoriais</b> Energia Solar   Térmica e Fotovoltaica » António Joyce, LNEG Energia Eólica » José Carlos Matos/Teresa Simões, INEGI/LNE Biocombustíveis » Francisco Gírio/Rafal Lukasik, LNEG Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos » Ana Estanqueiro, LNEG
16h15	<i>Pausa para café</i>
16h30	<b>Mesa redonda</b> Nuno Ribeiro da Silva, Moderador José Medeiros Pinto, APREN Jorge Cruz de Moraes, APE Guido Albuquerque, APETRO Ricardo Pereira, DECO
18h15	<b>Encerramento</b> Carlos Zorrinho





## SEMINÁRIO

### Apresentação do Fórum Energias Renováveis em Portugal PNEC 2030 – Que caminho para as energias renováveis?

28 de setembro de 2018

LNEG, Campus de Alfragide

09:00	<b>Registo</b>
09:30	<b>Boas Vindas</b> Teresa Ponce de Leão, Presidente do LNEG
09:45	<b>Apresentação do FORUM Energias Renováveis 2020</b> Hélder Gonçalves - Coordenador
10:00	<b>As Energias Renováveis e a sua Integração no Sistema Energético Nacional</b> Ana Estanqueiro (LNEG)
10:15	<b>Energia Solar (Térmica e Fotovoltaica)</b> Antonio Joyce (LNEG)
10:30	<b>Energia Eólica</b> José Carlos Matos (INEGI)
10:45	<b>Biocombustíveis</b> Francisco Gírio (LNEG)
11:00	<i>Pausa para Café</i>
11:30	<b>Key note speaker:</b> o papel das Energias Renováveis nos Planos Nacionais de Energia e Clima Paula Pinho (Chefe de Unidade na Direção-Geral da Energia da Comissão Europeia)
11:45	<b>PNEC 2030 – Que caminho para as energias renováveis?</b> Cenários de construção-Ricardo Aguiar Maria João Coelho –Coordenadora
12:30	<b>Encerramento</b> Jorge Seguro Sanches, Secretário de Estado da Energia



## Anexo 2 - Apresentações do seminário de maio de 2019

## Anexo 2 - Apresentações do seminário de maio de 2019



nergias renováveis 2020



Medidas e ações para operacionalização do PNEC  
**Grupo Biocombustíveis**

Francisco Gírio  
Relatores: Paula Marques, Rafal Lukasik

 LNEG | 29 de maio 2019 

Enquadramento do Tema (1/2)

- O **setor energético europeu** (e global) encontra-se num processo de **profunda transformação**, tornando-se fundamental que ocorram mudanças que influenciem os produtores, os operadores e reguladores de energia, bem como os próprios consumidores.
- No que respeita ao **setor da eletricidade e calor**, a futura Diretiva REDII vem alterar o paradigma da utilização da biomassa neste setor (introdução de critérios de sustentabilidade com reduções mínimas obrigatórias de emissões de GEE) e ainda estabelecer critérios de eficiência energética.
- No que respeita ao **setor dos transportes**, o alargamento da introdução de renováveis a todas as formas de transportes (aviação, marítimo, ferroviário e rodoviário de curta e longa distância), entre 2021-2030, o reforço da eficiência energética e a forte necessidade de redução de emissões de GEE, são fulcrais para atingir as metas nacionais das renováveis nos transportes, representando as principais alterações estruturais na política europeia de descarbonização nesse setor.



## Enquadramento do Tema (2/2)

• No atual período de transição energética, no setor dos transportes, é fundamental ter em conta a relevância da biomassa para CHP e, em particular, da sua utilização para a produção de biocombustíveis que contribuam para atingir a neutralidade carbónica em 2050. Nesse sentido, este GT focou-se em áreas como:

- ✓ Tecnologias de produção de biocombustíveis, atuais e emergentes, e o seu respetivo potencial de descarbonização;
- ✓ Relevância, ou não para Portugal, do desenvolvimento de novas infraestruturas para distribuição de combustíveis renováveis, alternativas às existentes (biometano, hidrogénio, etanol);
- ✓ Identificação das medidas necessárias para a Biomassa no período 2021-2030.



## Tópicos relevantes

Biocombustíveis

- A. O Setor da Eletricidade e Calor a partir da Biomassa
- B. O Setor dos Transportes e as emissões de GEE
- C. Papel dos Biocombustíveis Avançados integrando uma política de descarbonização do setor dos transportes
- D. Combustíveis gasosos – Hidrogénio, biometano e *biogás* (Hidrogénio a partir de biomassa e Biomassa-para-Gás (BtG), Biometano a partir de biogás e de syngas)
- E. Combustíveis líquidos (Bioetanol (e outros álcoois) – substitutos de gasolina; Biodiesel – substitutos de gasóleo; *Blends* vs. Biocombustíveis *Drop-in*)
- F. Outros combustíveis renováveis (combustíveis sintéticos, *electrofuels*)
- G. Combustíveis fósseis reciclados
- H. Roteiro Nacional para os Biocombustíveis Avançados no âmbito do PNEC-2030 e RNC-2050



## Metodologia de Trabalho

Biocombustíveis

- Criação de um **Core Group (CG)** e de um **Grupo Alargado (GA)**, compostos por representantes das áreas de: Política; Indústria, Academia, Entidade da AP central e local;
- Elaboração de uma **primeira versão de documento estratégico**, com foco em áreas fundamentais com vista à produção de um documento final de conclusões, que integre recomendações para a futura transposição da Diretiva REDII na área temática dos Biocombustíveis;
- Partilha da **uma versão provisória do documento estratégico**, com um grupo de questões relacionadas com os tópicos abordados, pelo CG e GA para contribuição
- **Apresentação neste Seminário das Medidas & Ações** que será o contributo deste GT para a Consulta Pública do PNEC2030;
- **Em breve:** Finalização e divulgação do documento final e respetiva síntese.



## Contributo do Fórum Energias Renováveis

Biocombustíveis

### ▪ OBJETIVOS do PNEC

- O1:** Descarbonizar a economia nacional
- O2:** Dar prioridade à eficiência energética
- O3:** Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país
- O4:** Garantir a segurança de abastecimento
- O5:** Promover a mobilidade sustentável
- O6:** Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro de carbono
- O7:** Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva
- O8:** Garantir uma transição justa, democrática e coesa

### ▪ Medidas do Fórum



Regulatórias e de Planeamento



Técnicas e Operacionais



I&D



Económicas, Financeiras e Fiscais



Sociais e Educacionais



**OBJETIVO 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país**

**BIOMASSA NA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE E CALOR**



- Considerar a **disponibilidade da biomassa para eletricidade e energia térmica** mas evitar a criação de incentivos que provoquem a distorção do mercado ou o favorecimento de certas tecnologias em detrimento de outras;
- Legislar modelos assentes em **pequenas centrais descentralizadas para energia térmica** sempre que existam consumos locais suficientes;
- O uso da biomassa como **fonte da energia despachável** para garantir o abastecimento de energia renovável em forma segura e eficaz nos períodos de grande procura deve ser integrado em soluções locais e de baixa capacidade instalada;
- **Aumentar a produção e disponibilidade** da biomassa, considerando a utilização de solos com nulo ou baixo ILUC para culturas energéticas.



**OBJETIVO 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país**

**BIOMASSA NA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE E CALOR**



- **Substituir por biomassa as cerca de 900 caldeiras industriais** (a GN ou fuel) existentes na indústria, o que significa um total estimado de 4.500 MWh;
- **Criação de mercados de biomassa** (encontro oferta/procura) é essencial para evitar fluxos de biomassa (exportação) que provoquem aumento de preços da MP.



- A utilização de biomassa para produção de vapor industrial atinge com facilidade **90% de eficiência energética** e deve ser considerada prioritária;
- A tecnologia de **gaseificação** da biomassa para microgerações elétricas (100 - 500 kWt / 45 - 200 kWe) e mais eficiente que combustão e é já custo-eficaz.



OBJETIVO 5: Promover a mobilidade sustentável

BIOMASSA NOS TRANSPORTES



- Garantir a **estabilidade legislativa** para a próxima década através de uma adequada transposição da Diretiva REDII com participação de todos os *stakeholders* do setor;
- Manter a **dupla contagem nos biocombustíveis avançados** como forma de cumprir a meta de renováveis nos transportes e diminuir o risco de consumo intensivo de biomassa;
- É prioritário legislar a **incorporação de maiores percentagens de biocombustíveis**, nomeadamente o **E10 na gasolina** e o **B15 no gasóleo profissional**, que cumprem com as legislações europeias e não exigem investimentos em infraestruturas de distribuição, que contribuirão significativamente para a redução da intensidade carbónica prevista no PNEC-2030, de uma forma imediata e sem investimento adicional;
- Considerar legislar uma **submeta voluntária nacional nos transportes marítimos** para energias renováveis como forma de promover a descarbonização do setor marítimo e também de criar um novo mercado para a **procura do Biodiesel-FAME** (em forma do *Marine Fuel Oil*) que é produzido por cluster industrial nacional, em face da expectável redução da oferta no setor rodoviário.



OBJETIVO 5: Promover a mobilidade sustentável

BIOMASSA NOS TRANSPORTES



- Pelo contrário, **uma submeta nacional para o setor de aviação só deve ocorrer quando a mesma ocorrer em toda a UE**, para evitar distorções de concorrência;
- Considerar prioritários os **apoios aos biocombustíveis gasosos e combustíveis renováveis**, nomeadamente hidrogénio e biogás, sugerindo-se o lançamento de um **Plano Nacional PROBIOGAS**, que efetivamente promova a produção de biogás e a sua conversão em Gás Natural 100% renovável (**biometano**);
- Apostar em **infraestruturas portuárias de Gás Natural comprimido/liquefeito** que podem eficazmente ser abastecidas por bio-GNL/bio-GNC (biometano) obtido a partir de biomassa ou por tecnologias *Power-to-Gas*, como principal forma de descarbonizar o transporte marítimo de média-longa distância.





## OBJETIVO 5: Promover a mobilidade sustentável

BIOMASSA NOS TRANSPORTES

- Promover o reforço da rede de abastecimentos de GNV no âmbito de plano nacional pró-biogás/biometano para o setor de transportes;
- Promover o desenvolvimento de infraestruturas alternativas de biocombustíveis nos portos e redes rodoviárias nacionais, para além dos mínimos exigidos na Diretiva 2014/94/EU, de forma a evoluir com o mercado de combustíveis alternativos (líquidos e gasosos);
- Tecnologias emergentes – ex. H<sub>2</sub> a partir de biomassa ou a partir da eletrólise da água, necessitam de ser apoiadas pois ambas contribuem para a neutralidade carbónica.



## OBJETIVO 5: Promover a mobilidade sustentável


BIOMASSA NOS TRANSPORTESRodoviário

- A médio-prazo (2030 e para além) as pilhas de combustível terão um peso crescente, assumindo que os custos de produção e armazenamento de H<sub>2</sub> se reduzem na próxima década;
- A forma mais eficaz de produção de hidrogénio para alimentar uma *fuel cell*, considerando a crescente escassez da água e as questões ambientais com a extração de metais, será a partir de biomassa ou FCEV alimentados a bioetanol gerando H<sub>2</sub> *in situ*;
- Cluster do biodiesel é uma mais valia nacional e não pode ser discriminado.


Aviação

- Biocombustíveis (líquidos) que utilizem as atuais infraestruturas de distribuição devem ser a principal aposta;
- Tecnologias emergentes são oleoquímicas ou termoquímicas (beneficiam de muitos equipamentos já existentes nas unidades de refinação de petróleo).




 **Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030**  
Grupo Temático Biocombustíveis


**OBJETIVO 5: Promover a mobilidade sustentável**  
**BIOMASSA NOS TRANSPORTES**


 **Marítimo**

- Ao ritmo de crescimento atual da conversão de navios para GN, a **entrada de novas tecnologias bio-GNL/bio-GNC (biometano), a partir de eletrólise ou de biomassa, são fundamentais para os blends com GN durante a transição energética;**
- Neste segmento, a transição energética deverá ocorrer em **modo sequencial: GNL; Bio-GNL/GNC; H<sub>2</sub> líquido.**


 • Criar um **grupo de trabalho interministerial para as novas tecnologias emergentes** que levem à produção de biocombustíveis avançados e biolíquidos, que não estão declarados na pauta aduaneira e que permitam a sua utilização não só na parte energética como para mobilidade;

• **Respeitar o princípio da neutralidade tecnológica** apoiando igualmente todas as tecnologias na fase de I&D e avaliar a sua contribuição para redução dos GEE numa análise de ciclo de vida completo (a visão está na REDII, mas é necessário adaptá-la à realidade nacional/industrial).



 **Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030**  
Grupo Temático Biocombustíveis

**OBJETIVO 5: Promover a mobilidade sustentável**  
**BIOMASSA NOS TRANSPORTES**

 **Rodoviário**


- **Prioridade à I&D em (bio)combustíveis avançados, sejam eles líquidos ou gasosos, desde que obtidos a partir de biomassa ou de outras FER (água, sol, vento).**

**Aviação**

- **Prioridade às tecnologias drop-in em detrimento de blends;**
- **Prioridade deve ser em “cadernos de encargos” para biocombustíveis que substituam o jet-A1 no segmento de voos até 1.600 km de distância.**

**Marítimo**

- **Prioridade à introdução de biocombustíveis líquidos nos motores de CI e aos bio-CNG/LNG para os motores a GN;**
- **A eletrificação do setor marítimo só é custo-eficiente no médio prazo ao nível das embarcações de recreio.**





## Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030

Grupo Temático Biocombustíveis

### OBJETIVO 7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva



#### Criação de novos Clusters Industriais Nacionais

- Promover a instalação de biorrefinarias de bioetanol avançado, a partir de resíduos florestais, agrícolas e outros biorresíduos;
- Bem como um *cluster* industrial de produtores de biometano quer para injeção na RNTGN quer para UAG para biocombustíveis gasosos veiculares (transporte rodoviário de mercadorias).



- Criar um Observatório Permanente para a Bioeconomia, com participação dos diversos *stakeholders* e agentes no setor da Biomassa.



## Composição do *Core Group* Biocombustíveis

- **Carlos Zorrinho** (PARLAMENTO EUROPEU)
- **Francisco Gírio** (LNEG, Coordenador Core Group)
- **Gonçalo Barradas** (PETROGAL)
- **João Paulo Domingues** (BIOVEGETAL)
- **Madalena Alves** (U. MINHO)
- **Nuno Afonso Moreira** (BIODOUROGÁS)
- **Paulo Brito** (I.P. PORTALEGRE)
- **Paulo Preto dos Santos** (APPB-Ass. Port. Prod. Biomassa)
- **Rui Marmota** (REN)
- **Suzana Ferreira-Dias** (ISA/UL)

Relatores: Paula Marques (LNEG) e Rafal Lukasik (LNEG)



## Grupo Alargado (apenas contribuidores) Biocombustíveis

- Alexandre Gaspar (RAIZ/NAVIGATOR)
- Anabela Antunes (PRIO)
- Ângela Nunes (SECIL)
- Carla Espirito Santos (GALP)
- Carlos Amaral Netto (FLORECHA)
- Carlos Pascoal Neto (RAIZ/NAVIGATOR)
- Claudia Simões (LUIS SIMÕES)
- Cristina Campos (GALP)
- Fernando Monteiro (ECOTORO Energia)
- Francisco Goes (CELPA)
- Gonçalo Caeiro (GALP)
- Isabel Cabrita (DGEG)
- José Alberto Oliveira (APETRO)
- José Teixeira (U. Minho)
- Jorge Cunha (INESC-TEC)
- Manuel Vasconcelos (PETROGAL)
- Margarida Mateus (SECIL)
- Marina Reis (SOVENA)
- Nuno Ferreira (RNAE)
- Patrick Bárcia (SYSADVANCE)
- Paulo Martins (DGEG)
- Paulo Praça (RESÍDUOS DO NORDESTE)
- Rogério Pinheiro (APTTA)
- Suzana Ferreira-Dias (ISA/UL)



www.lneg.pt

### Contactos:

Coordenador do GT: Francisco Gírio ([francisco.girio@lneg.pt](mailto:francisco.girio@lneg.pt))

Relatores do GT: Paula Marques ([paula.marques@lneg.pt](mailto:paula.marques@lneg.pt)) e Rafal Lukasik ([rafal.lukasik@lneg.pt](mailto:rafal.lukasik@lneg.pt))

Relatora do Fórum: Justina Catarino ([justina.catarino@lneg.pt](mailto:justina.catarino@lneg.pt))

Coordenador do Fórum: Hélder Gonçalves ([helder.goncalves@lneg.pt](mailto:helder.goncalves@lneg.pt))





## Medidas e ações para operacionalização do PNEC Grupo Energia Eólica

José Carlos Matos, Teresa Simões



LNEG | 29 de maio 2019



### Enquadramento

- Atualmente Portugal encontra-se numa fase de transição energética, tal como noutros países Europeus, pelo que importa refletir sobre:
  - Papel do setor das Energias Renováveis na Economia Nacional;
  - Energia Eólica tem um papel expressivo no *mix* energético nacional.
- Da mesma forma, o PNEC 2030 prevê a instalação de (mínimo) 8GW de capacidade Eólica em 2030.
  - *Como lá chegamos?*
  - *O que precisamos de fazer e que decisões devem ser tomadas?*
  - *Qual o papel desta fonte de energia num sistema elétrico ~100% renovável ?*



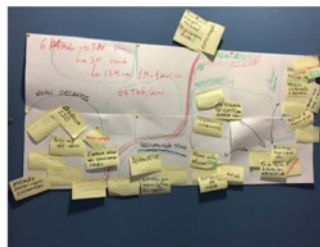
## Metodologia de Trabalho

- O Core Group de Energia Eólica, analisou um conjunto de tópicos de relevância para o desenvolvimento deste setor das Renováveis, e em conjunto com o grupo alargado, definiu um conjunto de medidas/propostas para responder a estas questões e a outras relacionadas com esta área.
  - *O core group* de Energia Eólica, após definição dos tópicos, criou um documento de trabalho, o qual foi circulando entre os membros do grupo, numa primeira fase, e onde se compilaram todas contribuições.
  - Numa segunda fase o documento de trabalho foi distribuído a um Grupo Alargado de elementos do setor eólico para recolha de contributos, tendo sido realizadas duas reuniões de trabalho para debate de ideias.
- Foram ainda realizadas algumas reuniões com elementos do setor eólico que não conseguiram estar presentes nas reuniões.
- De entre os tópicos debatidos, foram salientadas propostas de medidas e ações para cumprimento do estabelecido no PNEC 2030 em consulta pública nesta data.



## Grupo de Trabalho de Energia Eólica – Identificação dos tópicos

- A situação atual da eletricidade de origem eólica em Portugal
- A contribuição do setor eólico para a eletrificação da Matriz Energética
  - Nova Potência (Planeamento)
    - Sobre-equipamento
    - Repowering
  - Serviços de sistema
  - Monitorização e Gestão de Ativos
    - Extensão de vida útil / estimativa da vida útil remanescente de aerogeradores
  - Regulamentação técnica
  - Fiscalidade
  - Enquadramento Regulatório
  - Mecanismos de Remuneração
  - Outros Desafios (armazenamento, tecnologia,...)
- Resposta SCT (Sistema Científico e Tecnológico) e transferência de valor para o setor industrial
- Cadeia de valor do setor eólico



## Contributo do Fórum Energias Renováveis

### ▪ OBJETIVOS do PNEC

- O1: Descarbonizar a economia nacional
- O2: Dar prioridade à eficiência energética
- O3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país
- O4: Garantir a segurança de abastecimento
- O5: Promover a mobilidade sustentável
- O6: Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro de carbono
- O7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva
- O8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa

### ▪ Medidas do Fórum



Regulatórias e de Planeamento



Técnicas e Operacionais



I&D



Económicas, Financeiras e Fiscais



Sociais e Eduacionais



## Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030

Grupo Temático – Energia Eólica

### OBJETIVO 1: Descarbonizar a economia nacional



- Impulsionar o planeamento estratégico da instalação da nova capacidade eólica



- Rever o enquadramento fiscal das empresas de produção de eletricidade renovável, designadamente, CESE e definição adequada da base de incidência do IMI;
- Fomentar o investimento privado → Quadro Financeiro Plurianual 2021-2027 da UE, designadamente através da inclusão de medidas de incentivo específicas à instalação de nova capacidade eólica, de *repowering* e de *sobre-equipamento* no âmbito do Portugal 2030;
- Implementação de mecanismos de estabilização de receitas que confirmem visibilidade a longo prazo e que remunerem adequadamente o investimento feito, com o mercado grossista a funcionar para a otimização de curto prazo da geração;
- Leilões de contratos de longo-prazo como mecanismo de promoção ao investimento em tecnologias renováveis – redução de custos de capital, definição de preços competitivos, redução de custos para o consumidor;
- Equacionar a redução/extinção da renda paga aos municípios → energia eólica é a única tecnologia obrigada a este pagamento.





**OBJETIVO 1: Descarbonizar a economia nacional**



- **Sensibilização dos Consumidores** para o uso de energias Renováveis como contributo para a transição energética.



- Focar I&D na **redução de custo e aumento de performance/eficiência**. Casos mais relevantes na eólica *offshore* e turbinas eólicas de baixa potência nesta vertente.



**OBJETIVO 3: Reforçar a Aposta nas Energias Renováveis e Reduzir a Dependência Energética do País**



• **Repowering**

- **Incentivar o Repowering** - Aproveitamento dos locais com elevado recurso energético com equipamentos de tecnologias menos eficientes e tecnologicamente menos evoluídas, visando a sustentabilidade económica dos investimentos;
- **Regulamentar o Repowering de Centrais Eólicas** - Criação de regras claras, em especial nos procedimentos de licenciamento e de aplicação de tarifas de venda da energia;
- **Adequação do regime de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA)** - Criação de critérios e procedimentos claros → esta adequação facilita igualmente o processo de avaliação por parte das entidades competentes, tornando-o mais eficaz e célere.
- **Reforçar o sobre-equipamento**
  - **Aumento do valor da capacidade adicional permitida** - atualmente nos 20%, de forma a potenciar a capacidade de ligação instalada, fazendo baixar o custo de produção e aumentando a eletricidade de origem renovável sem recorrer a novos locais.





**OBJETIVO 3: Reforçar a Aposta nas Energias Renováveis e Reduzir a Dependência Energética do País**



- **Adoção de novos paradigmas no planeamento de nova capacidade eólica (*onshore e offshore*) a instalar.** Ex.: Valorização do valor da eletricidade produzida para o sistema electroprodutor, de forma a reduzir os requisitos de flexibilidade necessários para lidar com a variabilidade desta fonte de energia;
- **Inclusão de estudos de planeamento flexível da integração de sistemas de energias renováveis nos planos de ordenamento do território e PDMs.** Fulcral no caso *onshore* e microgeração, face ao acréscimo previsto até 2030;
- **Avaliação Ambiental Estratégica** de forma a promover a articulação entre políticas energéticas, ambientais e ordenamento do território – Ação da responsabilidade do Ministério do Ambiente e da Transição Energética (MATE), e não de cada promotor. MATE define as opções estratégicas e não os promotores;
- **Criação de um único interlocutor entre o promotor e as autoridades competentes para o desenvolvimento de projetos** – ex. criação de balcão único, “*one stop shop*”, ou similar.



**OBJETIVO 3: Reforçar a Aposta nas Energias Renováveis e Reduzir a Dependência Energética do País**



- **Redução da dispersão de diplomas legais** – existem atualmente dezenas (se não centenas) de diplomas legais necessários à dinâmica da instalação e operação de centrais renováveis;
- **Estabilidade regulatória** – de forma a atrair os investidores para um setor que funciona a longo prazo, e com isto diminuir o risco do investimento e consequentemente criar condições para diminuir custos para o consumidor.



- Mecanismos de **atração de capital**;
- Mecanismos de **articulação com o poder local**.



- **Privilegiar os procedimentos de O&M preditiva**, potenciada por tecnologia de ponta – constituem ações de baixo custo / alto impacto, que devem ser priorizadas;
- Implementação de **CRV (Centrais Renováveis Virtuais)** tendo em vista a otimização da gestão da rede elétrica.



**OBJETIVO 3: Reforçar a Aposta nas Energias Renováveis e Reduzir a Dependência Energética do País**



- Permitir o despacho agregado da geração eólica, permitindo aos promotores tomar as melhores decisões técnico-económicas na gestão do seu cabaz de produção (recomendação da ERSE, onde os produtores, mesmo com tarifa garantida, fazem previsões e pagam pelos seus desvíos) e possibilitando a diminuição desses mesmos desvíos.



- Sensibilização dos Consumidores para o uso de energias renováveis em ambiente urbano e peri/urbano;
- Sensibilização para a otimização dos consumos em concordância com a variabilidade dos recursos renováveis.



- Eólica Offshore:
  - Aumento de fiabilidade e redução de custos - nomeadamente otimização de O&M por introdução de robotização, etc. em águas pouco profundas até intermédias; fundações, amarrações e controlo de turbinas para o eólico *offshore* de águas mais profundas (continuidade WindFloat, considerar alternativas);



**OBJETIVO 3: Reforçar a Aposta nas Energias Renováveis e Reduzir a Dependência Energética do País**



- Desenvolver novos materiais para fundações, torres, componentes - materiais compósitos, etc. Promover a investigação neste setor em articulação com os objetivos estratégicos de desenvolvimento das energias marinhas;
- Big Data potenciado pela IoT (Internet of Things) / sensorização e usar computação avançada e inteligência artificial para extrair mais valor dos ativos eólicos visando o aumento do tempo de vida por manutenção preditiva / prescritiva.
- Aspetos Gerais
  - I&D em metodologias de planeamento da integração de energias renováveis na rede elétrica, bem como a sua coordenação com os planos de ordenamento do território → Focal no caso *onshore* e microgeração, tendo vista o acréscimo de capacidade eólica a cumprir até 2030;
  - Desenvolvimento de metodologias e tecnologia para o aproveitamento da complementaridade dos recursos energéticos (Ex.: Eólico+PV; Eólico+Hídrica).



**OBJETIVO 3: Reforçar a Aposta nas Energias Renováveis e Reduzir a Dependência Energética do País**



- **Previsão de potência eólica** – continuidade de I&D, condição essencial para permitir a integração de mais capacidade eólica (*onshore* e *offshore*) na rede elétrica, e a rentabilidade dos investimentos, bem como garantir a segurança de abastecimento e robustez do sistema electroprodutor;
- I&D na **caracterização**, com elevada resolução, do **recurso eólico onshore** em Portugal;
- I&D em **microturbinas (desenvolvimento)** e na **caracterização do escoamento eólico em ambiente urbano**.

**OBJETIVO 4: Garantir a segurança de abastecimento**



- Regulamentação para permitir a participação no fornecimento de reservas secundárias e terciárias (para descer e subir);
- Permitir a prestação de serviços de sistema por parte dos produtores eólicos.



**OBJETIVO 4: Garantir a segurança de abastecimento**



- Reforço das Interligações → Segurança de abastecimento



- Mecanismos adequados de remuneração dos **serviços de sistema** e **períodos de Curtailment**.



- I&D na **contribuição dos conversores dos aerogeradores em providenciar serviços de sistema**;
- I&D em **sistemas de armazenamento para as diferentes escalas de variabilidade do recurso eólico**;
- I&D em **mecanismos de flexibilidade** para lidar com integração em larga escala de energia eólica e **interligação com outros vetores para aumentar o valor da eletricidade de origem eólica** que apresenta um perfil de produção bastante característico em Portugal.

**OBJETIVO 7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva**



- Fomentar o **“Cluster Eólico Português 2.0”** → contribuir para atingir metas do PNEC 2030.



- I&D no **aproveitamento das componentes de turbinas eólicas após o seu fim de vida útil**, e que não são recicláveis nem reutilizáveis → Grande maioria não é aproveitada sendo remetida para aterros/lixeiras.



**OBJETIVO 8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa**



- **Sensibilização dos Consumidores** *i)* para o seu papel na transição energética e *ii)* do valor da eletricidade de origem renovável. Ex.: Desmistificação do termo “rendas excessivas” associado às energias renováveis.
- **Reforçar e Incentivar a Formação no setor das Energias Renováveis**
  - **Formação Avançada na Área das Energias Renováveis** – Reformulação dos programas estudo existentes de forma incluir a complementaridade disciplinar necessária à formação de profissionais nesta área;
  - Criação de mais cursos de formação de pessoal técnico nesta área;
  - Implementação de ações de divulgação do uso sustentável dos recursos naturais nas escolas do ensino básico (e secundário).



**Core Group e Grupo Alargado de Energia Eólica**

**Core Group:**

José Carlos Matos (coordenador)  
Teresa Simões (relatora)

António Couto  
António Sá da Costa  
Rui Castro  
João Peças Lopes  
Manuela Fonseca  
Miguel Moreira da Silva  
Paulo Ribeiro

**Grupo Alargado:**

João Maciel  
Álvaro Rodrigues  
Afonso Coelho  
Ana Estanqueiro  
Ana Quelhas  
António Esteves  
António Joyce  
Artur Trindade  
Carlos Rebelo  
Fernando Marques da Silva  
Jorge Vasconcelos  
José Miguel Oliveira  
Luís Frolen  
Margarida Fontes  
Rui Pestana

**Instituições:**

APREN  
EDP-Inovação  
EDP-R  
ENERCON PT  
Iberwind  
INEGI  
INESC-TEC  
IST  
IPB  
LNEG  
LNEC  
NEWES  
REN  
Universidade de Coimbra



[www.lneg.pt](http://www.lneg.pt)

**Contactos:**

Coordenador do GT: José Carlos Matos ([jmatos@inegi.up.pt](mailto:jmatos@inegi.up.pt))

Relatora do GT: Teresa Simões ([teresa.simoese@lneg.pt](mailto:teresa.simoese@lneg.pt))

Relatora do Fórum: Justina Catarino ([justina.catarino@lneg.pt](mailto:justina.catarino@lneg.pt))

Coordenador do Fórum: Helder Gonçalves ([helder.goncalves@lneg.pt](mailto:helder.goncalves@lneg.pt))





## Medidas e ações para operacionalização do PNEC Grupo Solar

António Joyce, Susana Camelo



LNEG | 29 de maio 2019



### Enquadramento do Tema

- Portugal tem um enorme potencial solar, sendo um dos países da Europa com melhor recurso Solar.
- Considerar a contribuição direta ou indireta da Energia Solar, nos setores da Eletricidade, do Aquecimento e Arrefecimento e dos Transportes.
- *O Core Group* identificou um conjunto de tópicos de discussão e compilou diferentes visões de vários atores (indústria, academia, consumidores) num exercício de reflexão para *pensar o futuro da Energia Solar em Portugal*.
- Necessidade de analisar a utilização da Energia Solar no horizonte 2020-2050 e a sua contribuição para o objetivo de atingir a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050 e para a redução da Dependência Energética do País.



## Tópicos relevantes

Energia Solar

### A. Energia Solar para Eletricidade

- A1. As Tecnologias existentes
- A2. A integração na rede elétrica
- A3. A atuação do lado da procura
- A4. As tecnologias de Armazenamento
- A5. As Interligações
- A6. As produções distribuída e centralizada
- A7. Os novos modelos de mercado

### B. Energia Solar para Aquecimento e Arrefecimento

- B1. No Setor residencial
- B2. No Setor industrial
- B3. No Setor agrícola
- B4. Redes de calor e frio

### C. As Necessidades de Regulação

### D. A Formação, Certificação e Qualificação dos profissionais




## Metodologia de Trabalho

Energia Solar

- Versão provisória do documento elaborada pelo *Core Group*
- Distribuição do documento inicial pelo Grupo Alargado para recolha de contributos
- Reunião do Grupo Alargado para discussão do documento
- Sistematização de medidas no âmbito do PNEC 2030
- Elaboração do documento final e respetiva síntese
- Workshop final do Fórum








**Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030**  
 Objetivo 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país

---


**Solar Térmico**

Regulamentação





- Fiscalização da obrigatoriedade de instalações de coletores solares térmicos, por amostragem:
  - ✓ em novos edifícios
  - ✓ na reabilitação de edifícios

Económico



- Incentivar a utilização de sistemas Solares Térmicos para aquecimento de águas sanitárias nos setores residencial e de serviços, através de incentivos fiscais nomeadamente redução de IVA (ou bonificação IRS, sistemas domésticos).






**Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030**  
 Objetivo 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país

---


**Solar Térmico**

Técnico




- Criação de regulamento técnico e/ou manual de boas práticas de instalação de Sistemas Solares para aquecimento de água e climatização.
- Auditar e validar a qualidade das instalações solares térmicas para aquecimento de águas, realizada por organismos independentes com emissão de relatórios de conformidade para elegibilidade de bonificações fiscais.
- Criar um sistema de listagem de instaladores certificados de Sistemas Solares Térmicos no âmbito do Sistema de Certificação Energética de Edifícios.
- Estabelecimento de um Programa de Formação de Instaladores de Sistemas Solares Térmicos de acordo com a Diretiva Europeia das Energias Renováveis.

Sociedade



- Apoiar o consumidor com informação e campanhas informativas nos *media* sobre as vantagens dos sistemas Solares Térmicos.







### Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030

Objetivo 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país

#### Solar Térmico

IDD



- Realização de estudos para determinação dos perfis de consumo de energia térmica na indústria e na agricultura e respetivos níveis de temperatura.
- Contabilizar com rigor a capacidade (área) instalada de sistemas Solares Térmicos em Portugal.
- Estabelecer uma meta para a instalação de sistemas Solares Térmicos em todos os setores.



### Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030

Objetivo 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país

#### Electricidade Solar (Solar Fotovoltaico e Solar Termoelétrico)

Regulamentação



- Necessidade de regulamentação e adoção de novo Quadro Jurídico face ao aparecimento de novos modelos de negócio ao nível do mercado da eletricidade.

Económico



- Definir mecanismos de equilíbrio financeiro de forma a compensar os pequenos produtores e as comunidades energéticas pelas ações técnicas de despacho e regulação.
- Promover o autoconsumo através da extensão do conceito de *Prosumers* individuais a *Prosumers* coletivos, implementados em edifícios coletivos, em redes fechadas e em comunidades energéticas. Ter em atenção as Diretivas RED II e EMD.





## Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030

Objetivo 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país

### Electricidade Solar (Solar Fotovoltaico e Solar Termoelétrico)



Técnico

- Plano coordenado de modernização e adaptabilidade de critérios de planeamento e operação das redes de Transporte e de Distribuição. Em particular, a rede de Distribuição terá um desafio importante, com o crescimento dos *Prosumers*, da mobilidade elétrica e da integração de armazenamento.
- Considerar a possibilidade de contributo que as centrais Solares podem disponibilizar para resposta rápida a flutuações de frequência e tensão.
- Considerar a articulação da Eletricidade Solar com os restantes sistemas electroprodutores por Renováveis e considerar os diferentes mecanismos de flexibilidade (Centrais a gás, Interligações, *Demand Response* e Armazenamento).
- Avaliar a necessidade de reforço das redes no interior do País tendo em conta que o desenvolvimento da economia do interior se fará com aumento do consumo e também da produção de energia elétrica.



## Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030

Objetivo 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país


### Electricidade Solar (Solar Fotovoltaico e Solar Termoelétrico)



Técnico

- O mecanismo de acesso às redes da produção distribuída deve ser desenhado de forma a ser mais inteligente, dinâmico, incentivando o consumo de Eletricidade de origem Renovável.
- Articular a Eletricidade Solar com o VE, elaborando planos de integração da potência solar de forma probabilística para otimizar a utilização de recursos (rede, produção, locais de carregamento, etc), tirando melhor partido da maior inteligência na gestão do sistema.
- Identificar a necessidade de dotar a PV de mecanismos de resiliência a perturbações na rede, cumprindo os requisitos mínimos impostos pelo Regulamento de ligação de geradores de eletricidade à rede (RfG).






**Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030**  
 Objetivo 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país


---


**Electricidade Solar (Solar Fotovoltaico e Solar Termoelectrico)**

I&D



- Investigação nas tecnologias de produção de electricidade solar, em particular nas emergentes, que permitam a utilização de recursos endógenos, nomeadamente os geológicos, de uma forma sustentável.
- Desenvolver as tecnologias de armazenamento.
- Dotar os sistemas de electricidade solar de resiliência aos fenómenos de variação de tensão e frequência.
- I&D em metodologias de planeamento do sistema energético. Ex.: introduzir: gestão da procura, risco e incerteza na modelação e cenarização e modelação comportamental, envolver regiões autónomas, integrando diferentes modelos tecno-económicos e situações extremas.
- Fazer estudos de optimização do *mix* de Electricidade Solar centralizada e distribuída, com e sem armazenamento.







**Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030**  
 Objetivo 7: Desenvolver uma industria inovadora e competitiva

---

Económico



- Promover a industria associada à Energia Solar (para electricidade e para aquecimento e arrefecimento).



## Core Grupo Energia Solar

- António Joyce - LNEG
- Francisco Pinto - APESF
- João Farinha Mendes - LNEG
- José Medeiros Pinto - APREN
- Manuel Collares Pereira - Universidade de Évora, IPES
- Maria João Carvalho - LNEG
- Maria José Espírito Santo - DGEG
- Pedro Azevedo - LNEG

Relatora - Susana Camelo - LNEG



## Grupo alargado Energia Solar

- Ana Magalhães
- António Coelho
- António Alves Fonseca
- António Pitarma
- António Vallera
- António Vidigal
- Armando Oliveira
- Cláudio Monteiro
- Fernando Neto
- Francisco Ferreira
- João Oliveira
- João Serra
- Jorge Esteves
- Jorge Vaz
- Júlia Seixas
- Luís Coelho
- Luís Tiago Ferreira
- Luís Gil
- Luís Godinho
- Luís Silva
- Manuel Mendes
- Miguel Centeno Brito
- Nuno Martins
- Pedro Graça
- Pedro Reis
- Pedro Salomé
- Rui Lobo
- Ricardo Barbosa
- Ricardo Rato
- Rui Castro
- Silvino Spencer
- Vladimiro Miranda

### Por organização:

- ADENE
- ANI-Portugal 2020
- APESF
- APREN
- DGEG
- EDP
- EDP Distribuição,
- EDP Inovação
- EFACEC
- ENERCOUTIM
- ERSE
- FCUL
- FEUP
- FEUP/Renováveis Magazine
- INEGI
- INESC Porto
- ISQ
- IST
- INL
- MCG
- OPENRENEWABLES
- OPENPLUS
- Politécnico Setúbal
- PRIREV
- Universidade Aveiro
- UNL
- REN
- ZERO





[www.lneg.pt](http://www.lneg.pt)

**Contactos:**

Coordenador do GT: António Joyce ([antonio.joyce@lneg.pt](mailto:antonio.joyce@lneg.pt))

Relatora do GT: Susana Camelo ([susana.camelo@lneg.pt](mailto:susana.camelo@lneg.pt))

Relatora do Fórum: Justina Catarino ([justina.catarino@lneg.pt](mailto:justina.catarino@lneg.pt))

Coordenador do Fórum: Helder Gonçalves ([helder.goncalves@lneg.pt](mailto:helder.goncalves@lneg.pt))





## Medidas e ações para operacionalização do PNEC

Grupo Energias Renováveis e Integração no Sistema Energético

Ana Estanqueiro, António Couto



LNEG | 29 de maio 2019



### Enquadramento do Tema

- Portugal, em consonância com a Europa, encontra-se atualmente numa **fase de transição energética** onde o setor das energias renováveis assume um papel da máxima relevância.
- A exploração das **sinergias entre os diversos setores energéticos é crucial para se atingir**, de forma energeticamente eficiente e socialmente justa, as metas ambiciosas de descarbonização da economia portuguesa.
- O **core group** identificou um conjunto de **tópicos de discussão** e compilou diferentes visões de vários atores (indústria, academia, consumidores) num exercício de reflexão para *pensar o futuro do País*.
- Os **tópicos incidem maioritariamente no setor elétrico**, por ser aquele onde a integração renovável assume, atualmente, maior relevância e se assistir, na Europa, a uma tendência de eletrificação das economias.
  - Neste tema são analisados outros vetores energéticos (e.g., hidrogénio, gás, calor) na medida em que possam proporcionar **flexibilidade ao setor elétrico, regularizar a produção das fontes variáveis no tempo, facilitar o armazenamento de energia** para diferentes escalas temporais e contribuir para a **maximização da participação renovável** no sistema energético nacional.



## Tópicos relevantes

Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

- A. Descarbonização e Sistemas Energéticos
- B. Modelação e cenarização no planeamento de Sistemas Energéticos
- C. A Gestão *inteligente* da produção renovável.
  - C1. A Complementaridade dos recursos renováveis
  - C2. Agregadores e centrais renováveis virtuais
- D. Estabilidade e robustez de um sistema elétrico ~100% renovável
- E. Medidas de flexibilização do setor elétrico
  - E1. Armazenamento de Energia
  - E2. Hidrogénio e *Power-to-X*
  - E3. A contribuição da gestão do consumo
  - E4. Água e Energia: a dessalinização na regularização da produção renovável
  - E5. A integração dos sistemas energéticos
- F. Modernização e otimização das redes elétricas. O reforço das interligações.
- G. Contexto legislativo e regulatório de sistemas elétricos ~100% renováveis
- H. Novos modelos de negócios para a descarbonização do sistema energético



## Metodologia de Trabalho

Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

- O *Core Group* preparou um conjunto de tópicos de discussão de áreas de ação e compilou contribuições num documento preliminar.
- O documento preliminar e um inquérito *online* foram partilhados com um grupo alargado representativo do setor, que inclui indústria, academia, associações, entidade da AP central e local;
  - **Objetivo:** revisão alargada com objetivo de integrar diferentes experiências, visão dos diferentes sub-setores energéticos, e dos setores económicos.

Inquérito:

1. Identificação e descrição das práticas (ex.: tecnologia, modelos, metodologias, regulamentação, etc.) mais promissoras;
2. Desafios ao desenvolvimento;
3. Medidas no período 2020-30;
4. Outras sugestões.

- Reunião com o grupo alargado no dia 17 de abril para apresentação e discussão dos temas com base nas contribuições recebidas.



## Contributo do Fórum Energias Renováveis

Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

### ▪ OBJETIVOS do PNEC

- O1: Descarbonizar a economia nacional
- O2: Dar prioridade à eficiência energética
- O3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país
- O4: Garantir a segurança de abastecimento
- O5: Promover a mobilidade sustentável
- O6: Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro de carbono
- O7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva
- O8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa

### ▪ Medidas do Fórum



Regulatórias e de Planeamento



Técnicas e Operacionais



I&D



Económicas, Financeiras e Fiscais



Sociais e Educacionais



## Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030

Grupo Temático - Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

### OBJETIVO 1: Descarbonizar a economia nacional



- Recurso a metodologias de planeamento holístico. Articulação energética, ambiental, económica e territorial.
- Necessidade de se definirem políticas energéticas, territoriais e de uso da água (incluindo do mar) adequadas a um desenvolvimento sustentável, na próxima década.
- Fomentar a integração de sistemas de energia renováveis no parque edificado.



- Criação de linhas de apoio a I&D, em função da maturidade de cada tecnologia.
- Revisão das cargas fiscais nos diferentes vetores energéticos, por forma a não privilegiar opções tecnológicas.



- Garantir o envolvimento dos Consumidores para o seu papel na transição energética.





**OBJETIVO 1: Descarbonizar a economia nacional**



- Fomentar a **interligação operacional e de longo prazo entre vetores e/ou setores energéticos**. Ex.: a) redes elétricas e de calor; b) a eletrificação do aquecimento de espaços dotada de armazenamento térmico; c) a ligação entre o setor elétrico e os setores dos i) transportes e ii) calor industrial.



- **I&D na capacidade das técnicas de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>** (CCS ou CCU - *carbon capture and utilization* - CO<sub>2</sub> é uma matéria-prima possível na produção de combustíveis sintéticos líquidos).
- Fomentar **I&D em tecnologias de emissão negativa e pegada de carbono neutra** (e.g., *power-to-fuel*).
- **I&D em metodologias de planeamento do sistema energético**. Ex.: gestão da procura; risco e incerteza na modelação e cenarização; cenarização e modelação comportamental; envolver regiões autónomas; integrar diferentes modelos tecno-económicos e situações extremas (e.g., secas severas).



**OBJETIVO 2: Dar prioridade à eficiência energética**



- Continuar a aplicação de medidas de eficiência energética ao parque edificado em Portugal. Ex.: vãos envidraçados e sistemas de sombreamento passivo; envolventes opacas, ...



- Acesso reduzido dos consumidores (doméstico e industrial) a soluções e **produtos na área do "autoconsumo"** (fotovoltaico) e quase **inexistência de financiamento adequado a este tipo de soluções**.
- **Criação de tarifas interessantes (dinâmicas?) para os consumidores na demand response**, sem excesso de penalização aos desvios de resposta.



- Instalação de equipamentos facilitadores de **Automated demand response, dynamic pricing** (autónomos ou em articulação com nZEBs).



- Capacitação dos consumidores através de ações de sensibilização e educação. Ex.: Como melhor operar (e quando) utilizar os seus eletrodomésticos.



- Caracterizar a **flexibilidade** dos Edifícios (Ex.: *Building-as-a-battery*);
- I&D em caracterização do potencial da gestão de cargas para a flexibilização do sistema & **Projetos piloto de tarifas dinâmicas para diferentes tipologias de consumidores**;
- Criação de redes de calor/frio híbridas (geotermia + solar) em locais de desenvolvimento urbano e turístico (e.g. centros termais).



**OBJETIVO 3: Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país**



- Criação de regulamentação para sistemas híbridos/virtuais renováveis. Ex.: Sobre-equipamento PEs com *ij* solar PV e *ii*) capacidade adicional instalada superior a 20%, dependendo do local e recurso.
- Permitir o despacho de portfolios de produção renovável especialmente distribuídos (e.g., numa primeira fase dentro das suas áreas de balanço).



- Modelos de negócio e redesenho de mercados adequados às novas tecnologias e à mudança de paradigma em curso → sistemas elétricos fortemente dependentes das condições meteorológicas.
- Financiamento/tarifas incentivadoras para *ij* I,D&D de tecnologia (e.g., CSP, ondas) e *iii*) enfoque na redução de custos/aumento competitividade de tecnologias pré-comerciais (e.g., eólico offshore).



- Privilegiar a partilha de linhas/redes elétricas entre centrais solares e eólicas (e outras, e.g., armazenamento).
- Atender ao papel do *Prosumer* e da possibilidade de partilha da energia em redes locais.



- I&D na otimização das linhas da rede de transporte e distribuição. Ex: Aplicação "Dynamic Line Rating".
- I,D&D Blockchain, peer to peer.
- I&D agregação e exploração de flexibilidade das redes de distribuição para resolver constrangimentos da própria rede de distribuição ou da rede de transporte.



**OBJETIVO 4: Garantir a segurança de abastecimento**



- Enquadramento regulatório da flexibilização do sistema elétrico. Ex.: cargas térmicas de Grandes consumidores, e de novos atores no sistema energético. Ex.:

- a) Armazenador de Energia, c) CRV - Centrais Renováveis Virtuais/híbridas
- b) Agregadores (produção e/ou consumo), d) Comunidades Energéticas.

- Enquadramento de mercado com remuneração adequada da geração renovável e da oferta de capacidade e garantia de abastecimento.
- Definir os termos das concessões das unidades de armazenamento de energia (e.g., albufeiras) → pilares da estabilidade do sistema elétrico no horizonte 2020-30 dando prioridade às questões operacionais e de eficiência energética em detrimento das questões de mercado.



- Flexibilização do conceito "áreas de balanço" do sistema elétrico.
- Análise das sinergias curtailment e armazenamento (competitivo) de energia e flexibilização dos sistemas de armazenamento por bombagem, através da melhoria dos sistemas de velocidade variável.
- "Armazenamento de energia": *i*) sob a forma de produto intermédio (ou final) (e.g., no setor químico com a produção de Amoníaco), *ii*) recorrendo a rede de gás natural (e.g., comprimindo ou expandindo gás, função de estímulos tarifários / energéticos).



**OBJETIVO 4: Garantir a segurança de abastecimento**



- Explorar as valências complementares dos diferentes vetores energéticos (e.g., gás e eletricidade) na maximização da flexibilidade-eficiência e apoio à redução dos custos do sistema.
- Criação de projetos piloto, (I,D&D) na otimização das unidades de armazenamento para diferentes escalas temporais e aumento da sua eficiência global.
- I&D no impacto do reforço das interligações no setor energético e economia nacional.
- Fomento de I&D/demonstração em centrais renováveis híbridas de diferentes tipos e agregação (combinando eólica, fotovoltaico e hídrica com bombagem e diferentes tipos de consumo e DR); Trabalho ao nível da algoritmia de controlo / otimização de CRVs e portfólios agregados (1ª fase/por zona de rede).
- I&D na integração da hídrica com plataformas de produção eólica, fotovoltaica, de negociação, interação com plataformas do DSO e plataformas de mercado.
- I&D em sistemas de carregamento inteligente de veículos elétricos integrados com redes inteligentes e com soluções V2G (*vehicle to grid*).
- I&D no uso da água → exploração das sinergias gestão excedentes de eletricidade / geração água potável.



**OBJETIVO 7: Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva**



- Estabilidade da política energética.
- Criação de uma *Regulatory Sand Box* para o setor elétrico permitindo a existência de mecanismos simples, acessíveis e de resposta célere para a realização de projetos demonstradores em Portugal.



- Fomentar a cadeia de valor associada à transição energética. Ex.: Indústria da digitalização energética.



- Fomentar parques industriais que permitam sinergias e economias de escala para a utilização de vetores energéticos como hidrogénio ou gases de síntese.
- Reaproveitar infraestruturas das centrais térmicas com combustível fósseis para produção a partir de H<sub>2</sub>, gás sintético e biogás, reaproveitando-se as infraestruturas do GN.



- I&D em ferramentas baseadas em inteligência artificial para: i) gerir um grande volume de dados; ii) ajuda à decisão sob incerteza e; iii) reduzir a carga cognitiva dos operadores humanos.
- I&D na previsão da geração VRE (eólica, solar, hídrica) - mercado&gestão otimizada dos ativos.
- I&D na adaptação do sistema elétrico/energético ao contexto descarbonizado, distribuído e digital:
  - a) modelos ESCO / contratos de performance; b) desenvolvimento de dispositivos e algoritmia de DR para diferentes segmentos de clientes; c) fornecimento de *frequency response* com armazenamento.
- Desenvolvimento na área da *cybersegurança* nos sistemas elétricos / energéticos.





Medidas e ações para operacionalização do PNEC 2030  
Grupo Temático - Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

**OBJETIVO8: Garantir uma transição justa, democrática e coesa**



- Caracterizar a “A economia da sustentabilidade energética” no horizonte 2020 a 2050.
- Criar enquadramento regulamentar para as comunidade energéticas.



- **Necessidades de Formação no sector :**
  - a) Reformulação dos programas de estudo dos Mestrados em Sistemas de Energia e fomentar investigação multidisciplinar na área da energia.
  - b) Criação de “Formação Avançada em Sistemas ~100% RES”.
  - c) Campanhas de sensibilização à população e de formação de empresas e pessoal técnico.
  - d) Promover a consciencialização de um uso mais sustentável da energia e água junto de escolas e famílias.
- **Acesso a informação do sistema electroprodutor de forma fácil e perceptível por parte dos consumidores.** Ex.: Criação de plataformas de interação TSO-DSO-Consumidor.
- **Não privilegiar opções tecnológicas em detrimento de outras.** O compromisso com a descarbonização deverá ser cumprido de forma progressiva e ajustada às reais condições socioeconómicas do País.



## Core Grupo

Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

- Ana Estanqueiro
- Ana Perez
- António Couto
- António Gomes Martins
- António Sá da Costa
- Carlos Santos Silva
- João Peças Lopes
- João Maciel
- Jorge Esteves
- Jorge Maia Alves
- Justina Catarino
- Patrícia Pereira da Silva
- Rui Neto
- Rui Pestana



## Grupo alargado

Energias Renováveis e Integração de Sistemas Energéticos

### 29 respostas ao Inquérito

- Ana Rita Antunes
- André Pina
- António Cardoso Marques
- António Maria Silva
- Berto Martins
- Carlos Henggeler Antunes
- Filipe Oliveira
- Guilherme Silva
- Jorge Mendonça e Costa
- Jorge Rodrigues de Almeida
- Jorge Saraiva
- José Miguel Oliveira
- José Osório
- Laura Carvalho
- Luís Miguel Pires Neves
- Mara Madaleno
- Miguel Brito
- Miguel Carvalho
- Miguel Patena Forte
- Nuno Ferreira
- Patricia Pereira da Silva
- Paula Ferreira
- Ricardo Bessa
- Ricardo José Coimbra Paiva Pereira
- Ricardo Pacheco
- Ricardo Prata
- Rita Marouço
- Zita Vale

### Por organização:

APIQCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica  
 AREAM – Agência Regional de Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira  
 Cooperativa Coopérnico  
 DECO Proteste  
 Dinâmica Aplicada, Lda.  
 Direção Regional da Energia – Governo Regional dos Açores  
 EDP Distribuição  
 EDP Produção – Inovação e Internacional  
 EDP Trading  
 EEVM - Empreendimentos Edícios Do Vale Do Minho S.A.  
 Faculdade de Ciências – Universidade de Lisboa  
 INESC TEC  
 INESC Coimbra  
 Instituto Politécnico de Leiria  
 Quercus ANCN  
 Rda - Climate Solutions / ICP Europe  
 RNAE - Associação das Agências de Energia e Ambiente (Rede Nacional)  
 Universidade Aveiro  
 Universidade Coimbra  
 Universidade da Beira Interior  
 Universidade Minho  
 WATT-IS  
 +  
 6 respostas "particulares"



www.lneg.pt

### Contactos:

Coordenadora do GT: Ana Estanqueiro ([ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt))

Relator do GT: António Couto ([antonio.couto@lneg.pt](mailto:antonio.couto@lneg.pt))

Relatora do Fórum: Justina Catarino ([justina.catarino@lneg.pt](mailto:justina.catarino@lneg.pt))

Coordenador do Fórum: Hélder Gonçalves ([helder.goncalves@lneg.pt](mailto:helder.goncalves@lneg.pt))





## Anexo 3 - Propostas de Medidas





## Medidas e ações para operacionalização do PNEC

Objetivo 1	Descarbonizar a economia nacional	
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recurso a metodologias de planeamento holístico. Articulação energética, ambiental, económica e territorial.</li> <li>• Necessidade de se definirem políticas energéticas, territoriais e de uso da água (incluindo do mar) adequadas a um desenvolvimento sustentável, na próxima década.</li> <li>• Fomentar a integração de sistemas de energia renováveis no parque edificado.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impulsionar o planeamento estratégico da instalação da nova capacidade eólica.</li> </ul>	EÓLICA
Económicas, Financeiras e Fiscais	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de linhas de apoio a I&amp;D, em função da maturidade de cada tecnologia.</li> <li>• Revisão das cargas fiscais nos diferentes vetores energéticos, por forma a não privilegiar opções tecnológicas.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rever o enquadramento fiscal das empresas de produção de eletricidade renovável, designadamente, CESE e definição adequada da base de incidência do IMI.</li> <li>• Fomentar o investimento privado → Quadro Financeiro Plurianual 2021-2027 da UE, designadamente através da inclusão de medidas de incentivo específicas à instalação de nova capacidade eólica, de <i>repowering</i> e de sobre-equipamento no âmbito do Portugal 2030.</li> <li>• Implementação de mecanismos de estabilização de receitas que confirmam visibilidade a longo prazo e que remunerem adequadamente o investimento feito, com o mercado grossista a funcionar para a otimização de curto prazo da geração.</li> </ul>	EÓLICA



Objetivo 1 cont.	Descarbonizar a economia nacional	
Âmbito	Medidas	GT
Económicas, Financeiras e Fiscais	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leilões de contratos de longo-prazo como mecanismo de promoção ao investimento em tecnologias renováveis – redução de custos de capital, definição de preços competitivos, redução de custos para o consumidor.</li> <li>Equacionar a redução/extinção da renda paga aos municípios → Energia eólica é a única tecnologia obrigada a este pagamento.</li> </ul>	EÓLICA
Técnico e Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fomentar a interligação operacional e de longo prazo entre vetores e/ou setores energéticos. Ex.: a) redes elétricas e de calor; b) a eletrificação do aquecimento de espaços dotada de armazenamento térmico; c) a ligação entre o setor elétrico e os setores dos i) transportes e ii) calor industrial.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
Social e Educacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>Garantir o envolvimento dos Consumidores para o seu papel na transição energética.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensibilização dos Consumidores para o uso de energias Renováveis como contributo para a transição energética.</li> </ul>	EÓLICA
I&D	<ul style="list-style-type: none"> <li>I,D&amp;D na capacidade das técnicas de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CCS ou CCU - carbon capture and utilization - CO<sub>2</sub> é uma matéria-prima possível na produção de combustíveis sintéticos líquidos).</li> <li>Fomentar I&amp;D em tecnologias de emissão negativa e pegada de carbono neutra (e.g., <i>power-to-fuel</i>).</li> <li>I&amp;D em metodologias de planeamento do sistema energético. Ex.: gestão da procura; risco e incerteza na modelação e cenarização; cenarização e modelação comportamental; envolver regiões autónomas; integrar diferentes modelos tecno-económicos e situações extremas (e.g., secas severas).</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Focar I&amp;D na redução de custo e aumento de <i>performance</i>/eficiência. Casos mais relevantes na eólica <i>offshore</i> e turbinas eólicas de baixa potência nesta vertente.</li> </ul>	EÓLICA

Objetivo 2	Dar prioridade à eficiência energética	
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Continuar a aplicação de medidas de eficiência energética ao parque edificado em Portugal. Ex.: vãos envidraçados e sistemas de sombreamento passivo; envolventes opacas, ...</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
Económico, Financeiro e Fiscal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acesso reduzido dos consumidores (doméstico e industrial) a soluções e produtos na área do "autoconsumo" (fotovoltaico) e quase inexistência de financiamento adequado a este tipo de soluções.</li> <li>Criação de tarifas interessantes (ex.: dinâmicas) para os consumidores na <i>demand response</i>, sem excesso de penalização aos desvios de resposta.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
Técnico e Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalação de equipamentos facilitadores de <i>Automated demand response, dynamic pricing</i> (autónomos ou em articulação com nZEBs).</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
Social e Educacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacitação dos consumidores através de ações de sensibilização e educação. Ex.: Como melhor operar (e quando) utilizar os seus eletrodomésticos.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
I&D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Caracterizar a flexibilidade dos Edifícios (Ex.: <i>Building-as-a-battery</i>).</li> <li>I&amp;D em caracterização do potencial da gestão de cargas para a flexibilização do sistema &amp; Projetos-piloto de tarifas dinâmicas para diferentes tipologias de consumidores.</li> <li>Criação de redes de calor/frio híbridas (geotermia + solar) em locais de desenvolvimento urbano e turístico (e.g., centros termais).</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Objetivo 3		
Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país		
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de regulamentação para sistemas híbridos/virtuais renováveis. Ex.: Sobre-equipamento PEs com i) solar PV e ii) capacidade adicional instalada superior a 20%, dependendo do local e recurso.</li> <li>• Permitir o despacho de portfólios de produção renovável espacialmente distribuídos (e.g., numa primeira fase dentro das suas áreas de balanço).</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>REPOWERING:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Incentivar o <i>Repowering</i> - Aproveitamento dos locais com elevado recurso energético com equipamentos de tecnologias menos eficientes e tecnologicamente menos evoluídas, visando a sustentabilidade económica dos investimentos;</li> <li>– Regulamentar o <i>Repowering</i> de Centrais Eólicas - Criação de regras claras, em especial nos procedimentos de licenciamento e de aplicação de tarifas de venda da energia;</li> <li>– Adequação do regime de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) - Criação de critérios e procedimentos claros - esta adequação facilita igualmente o processo de avaliação por parte das entidades competentes, tornando-o mais eficaz e célere.</li> </ul> </li> <li>• <b>REFORÇAR/AGILIZAR O SOBRE-EQUIPAMENTO</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Aumento do valor da capacidade adicional permitida - atualmente nos 20%, de forma a potenciar a capacidade de ligação instalada, fazendo baixar o custo de produção e aumentando a eletricidade de origem renovável sem recorrer a novos locais.</li> </ul> </li> <li>• Adoção de novos paradigmas no planeamento de nova capacidade eólica (<i>onshore e offshore</i>) a instalar. Ex.: Valorização do perfil de produção para o sistema eletroprodutor, de forma a reduzir os requisitos de flexibilidade necessários para lidar com a variabilidade desta fonte de energia.</li> </ul>	EÓLICA

Objetivo 3	Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inclusão de estudos de planeamento flexível da integração de sistemas de energias renováveis nos planos de ordenamento do território e PDM. Fulcral no caso <i>onshore</i> e microgeração, face ao acréscimo previsto até 2030.</li> <li>• Avaliação Ambiental Estratégica de forma a promover a articulação entre políticas energéticas, ambientais e ordenamento do território – Ação da responsabilidade do Ministério do Ambiente e da Transição Energética (MATE), e não de cada promotor. MATE define as opções estratégicas e não os promotores.</li> <li>• Criação de um único interlocutor entre o promotor e as autoridades competentes para o desenvolvimento de projetos – ex.: criação de balcão único, “<i>one stop shop</i>”, ou similar.</li> <li>• Redução da dispersão de diplomas legais – existem atualmente dezenas (se não centenas) de diplomas legais necessários à dinâmica da instalação e operação de centrais renováveis.</li> <li>• Estabilidade regulatória – de forma a atrair os investidores para um setor que funciona a longo prazo, e com isto diminuir o risco do investimento e consequentemente criar condições para diminuir custos para o consumidor.</li> </ul>	EÓLICA
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fiscalização da obrigatoriedade de instalações de coletores solares térmicos por amostragem:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– em novos edifícios;</li> <li>– na reabilitação de edifícios.</li> </ul> </li> </ul>	SOLAR

<b>Objetivo 3 cont.</b>	<b>Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país</b>	
<b>Âmbito</b>	<b>Medidas</b>	<b>GT</b>
Regulatório e de Planeamento	<p>Necessidade de regulamentação e adoção de novo Quadro Jurídico face ao aparecimento de novos modelos de negócio ao nível do mercado da eletricidade.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ter em conta que a utilização de biomassa para eletricidade e calor (CHP) só deve ocorrer na ausência de incentivos, de forma a não provocar distorção ou escassez do mercado da biomassa para outros destinos finais.</li> <li>• Privilegiar as pequenas centrais descentralizadas para energia térmica, sempre que existam consumos locais suficientes.</li> <li>• Considerar apenas a utilização da biomassa como fonte da energia despachável, para garantir o abastecimento de eletricidade renovável de forma segura e eficaz nos períodos de grande procura, desde que integrada em soluções locais e de baixa potência elétrica instalada.</li> <li>• Aumentar a produção e disponibilidade da biomassa nacional, promovendo culturas energéticas em solos com baixo ou nulo ILUC bem como através do uso de culturas intercalares em terrenos agrícolas.</li> </ul>	<p>SOLAR</p> <p>BIOENERGIA</p>
Económico, Financeiro e Fiscal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelos de negócio e redesenho de mercados adequados às novas tecnologias e à mudança de paradigma em curso - sistemas elétricos fortemente dependentes das condições meteorológicas.</li> <li>• Financiamento/tarifas incentivadoras para i) I,D&amp;D de tecnologia (e.g., CSP, ondas) e ii) enfoque na redução de custos/aumento competitividade de tecnologias pré-comerciais (e.g., eólico <i>offshore</i>).</li> </ul>	<p>INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS</p> <p>EÓLICA</p>

Objetivo 3 cont.	Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	
Âmbito	Medidas	GT
Económico, Financeiro e Fiscal (cont.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incentivar a utilização de sistemas Solares Térmicos para aquecimento de águas sanitárias em todos os setores, através de incentivos fiscais nomeadamente redução de IVA ou bonificação de IRS ou IRC.</li> <li>• Definir mecanismos de equilíbrio financeiro de forma a compensar os pequenos produtores de eletricidade e as comunidades energéticas pelas ações técnicas de despacho e regulação.</li> <li>• Promover o autoconsumo através da extensão do conceito de <i>Prosumers</i> individuais a <i>Prosumers</i> coletivos, implementados em edifícios coletivos, em redes fechadas e em comunidades energéticas. Ter em atenção as Diretivas RED II e EMD.</li> </ul>	SOLAR
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Substituir por biomassa as cerca de 900 caldeiras (a GN ou <i>fuel</i>) existentes na indústria, o que significa um total estimado de 4500 MWt.</li> <li>• Considerar a criação de mercados de biomassa (encontro oferta/procura) como essencial para evitar fluxos de biomassa (exportação) que provoquem aumento de preços da biomassa.</li> <li>• Regulamentar a injeção de biometano nas redes de distribuição de gás natural e/ou na própria RNTGN.</li> </ul>	BIOENERGIA
Técnico e Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Privilegiar a partilha de linhas/redes elétricas entre centrais solares e eólicas (e outras, e.g., armazenamento).</li> <li>• Atender ao papel do <i>Prosumer</i> e da possibilidade de partilha da energia em redes/comunidades locais de energia.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Objetivo 3 cont.	Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	
Âmbito	Medidas	GT
Técnico e Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Privilegiar os procedimentos de O&amp;M preditiva, potenciada por tecnologia de ponta – constituem ações de baixo custo / alto impacto, que devem ser priorizadas.</li> <li>• Implementação de CRV (Centrais Renováveis Virtuais) tendo em vista a otimização da gestão da rede elétrica.</li> <li>• Permitir o despacho agregado da geração eólica, permitindo aos promotores tomar as melhores decisões técnico-económicas na gestão do seu cabaz de produção (recomendação da ERSE, onde os produtores, mesmo com tarifa garantida, fazem previsões e pagam pelos seus desvios) e possibilitando a diminuição desses mesmos desvios.</li> </ul>	EÓLICA
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de regulamento técnico de instalação de coletores solares térmicos</li> <li>• Auditar e validar, por amostragem, a qualidade das instalações solares térmicas para aquecimento de águas em Portugal, realizada por organismos independentes com emissão de relatórios de conformidade para elegibilidade de bonificações fiscais.</li> <li>• Criar um sistema de listagem de instaladores certificados de Sistemas Solares Térmicos no âmbito do Sistema de Certificação Energética de Edifícios.</li> <li>• Estabelecimento de um Programa de Formação de Instaladores de Sistemas Solares Térmicos de acordo com a Diretiva Europeia das Energias Renováveis.</li> <li>• Plano coordenado de modernização e adaptabilidade de critérios de planeamento/operação das redes de Transporte/Distribuição de eletricidade. Em particular, a rede de Distribuição terá um desafio importante, com o crescimento dos <i>Prosumers</i>, da mobilidade elétrica e da integração de armazenamento.</li> <li>• Considerar a possibilidade de contributo que as centrais Solares podem disponibilizar para resposta rápida a flutuações de frequência e tensão.</li> </ul>	SOLAR

Objetivo 3 cont.	Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	
Âmbito	Medidas	GT
Técnico e Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Considerar a articulação da Eletricidade Solar com os restantes sistemas eletroprodutores por renováveis e considerar os diferentes mecanismos de flexibilidade (Centrais a gás, Interligações, <i>Demand response</i> e armazenamento).</li> <li>• Avaliar a necessidade de reforço das redes no interior do País tendo em conta que o desenvolvimento da economia do interior se fará com aumento do consumo e também da produção de energia elétrica.</li> <li>• O mecanismo de acesso às redes da produção distribuída deve ser desenhado de forma a ser mais inteligente, dinâmico, incentivando o consumo de Eletricidade de origem Renovável.</li> <li>• Articular a Eletricidade Solar com o VE, elaborando planos de integração da potência solar de forma probabilística para otimizar a utilização de recursos (rede, produção, locais de carregamento, etc.), tirando melhor partido da maior inteligência na gestão do sistema.</li> <li>• Identificar a necessidade de dotar a fotovoltaica de mecanismos de resiliência a perturbações na rede, cumprindo os requisitos mínimos impostos pelo Regulamento de ligação de geradores de eletricidade à rede (RfG).</li> </ul>	SOLAR
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Considerar a utilização de biomassa como prioritária para produção de vapor industrial, dada a possibilidade de se atingir com facilidade elevadas eficiências energéticas.</li> <li>• Majorar soluções tecnológicas como a gaseificação de biomassa para microgerações elétricas (100 - 500 kWt / 45 - 200 kWe), por ser mais eficiente do que a combustão e já ser custo-eficaz.</li> </ul>	BIOENERGIA
Social e Educacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensibilização dos Consumidores para o uso de energias renováveis em ambiente urbano e peri/urbano.</li> <li>• Sensibilização para a otimização dos consumos em concordância com a variabilidade dos recursos renováveis.</li> </ul>	EÓLICA



Objetivo 3 cont.	Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	
Âmbito	Medidas	GT
Social e Educacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apoiar o consumidor com informação e campanhas informativas nos media sobre as vantagens dos sistemas Solares Térmicos.</li> </ul>	SOLAR
I&D	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I&amp;D na otimização das linhas da rede de transporte e distribuição. Ex: Aplicação "<i>Dynamic Line Rating</i>" para aumentar capacidade de transporte de energia.</li> <li>• I,D&amp;D <i>Blockchain, peer to peer</i> (aplicação a comunidades energéticas).</li> <li>• I&amp;D agregação e exploração de flexibilidade das redes de distribuição para resolver constrangimentos da própria rede de distribuição e/ou da rede de transporte.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Offshore</i>: Aumento de fiabilidade e redução de custos – e.g., otimização de O&amp;M por introdução de robotização, etc. em águas pouco profundas até intermédias; fundações, amarrações e controlo de turbinas para o eólico <i>offshore</i> de águas mais profundas (continuidade <i>WindFloat</i>, considerar alternativas).</li> <li>• Desenvolver novos materiais para fundações, torres, componentes - materiais compósitos, etc. Promover a investigação neste setor em articulação com os objetivos estratégicos de desenvolvimento das energias marinhas.</li> <li>• <i>Big Data</i> potenciado pela <i>Internet of Things</i> / sensorização e usar computação avançada e inteligência artificial para extrair mais valor dos ativos eólicos visando o aumento do tempo de vida por manutenção preditiva / prescritiva.</li> <li>• I&amp;D em metodologias de planeamento da integração de energias renováveis na rede elétrica, bem como a sua coordenação com os planos de ordenamento do território → Fulcral no caso <i>onshore</i> e microgeração, tendo vista o acréscimo de capacidade eólica a cumprir até 2030.</li> <li>• Desenvolvimento de metodologias e tecnologia para o aproveitamento da complementaridade dos recursos energéticos (Ex.: Eólico+PV; Eólico+Hídrica).</li> </ul>	EÓLICA

Objetivo 3 cont.	Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	
Âmbito	Medidas	GT
I&D (cont.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Previsão de potência eólica – continuidade de I&amp;D, condição essencial para permitir a integração de mais capacidade eólica (<i>onshore e offshore</i>) na rede elétrica, e a rentabilidade dos investimentos, bem como garantir a segurança de abastecimento e robustez do sistema eletroprodutor.</li> <li>• I&amp;D na caracterização detalhada do recurso eólico <i>onshore</i> em Portugal.</li> <li>• I&amp;D em microturbinas (desenvolvimento) e na caracterização do escoamento eólico em ambiente urbano.</li> </ul>	EÓLICA
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realização de estudos para determinação dos perfis de consumo de energia térmica na indústria e na agricultura e respetivos níveis de temperatura.</li> <li>• Contabilizar com rigor a capacidade (área) instalada de sistemas Solares Térmicos em Portugal.</li> <li>• Estabelecer uma meta para a instalação de sistemas Solares Térmicos em todos os setores em 2030.</li> <li>• Investigação nas tecnologias de produção de eletricidade solar, em particular nas emergentes, que permitam a utilização de recursos endógenos, nomeadamente os geológicos, de uma forma sustentável.</li> <li>• Desenvolver as tecnologias de armazenamento.</li> <li>• Dotar os sistemas de eletricidade solar de resiliência aos fenómenos de variação de tensão e frequência.</li> <li>• I&amp;D em metodologias de planeamento do sistema energético. Ex.: introduzir: gestão da procura, risco e incerteza na modelação e cenarização e modelação comportamental, envolver regiões autónomas, integrando diferentes modelos tecno-económicos e situações extremas.</li> <li>• Fazer estudos de otimização do <i>mix</i> de Eletricidade Solar centralizada e distribuída, com e sem armazenamento.</li> </ul>	SOLAR

Objetivo 4		
Garantir a segurança de abastecimento		
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Enquadramento regulatório da flexibilização do sistema elétrico (Ex.: cargas térmicas de Grandes consumidores), e de novos atores no sistema energético: Ex.: Armazenador de Energia; Agregadores (produção e/ou consumo); CRV - Centrais Renováveis Virtuais/híbridas; Comunidades Energéticas.</li> <li>Enquadramento de mercado com remuneração adequada da geração renovável e da oferta de capacidade e garantia de abastecimento.</li> <li>Definir os termos das concessões das unidades de armazenamento de energia (e.g., albufeiras) → pilares da estabilidade do sistema elétrico no horizonte 2020-30 dando prioridade às questões operacionais e de eficiência energética em detrimento das questões de mercado.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regulamentação para permitir a participação no fornecimento de reservas secundárias e terciárias (para descer e subir).</li> <li>Permitir a prestação de serviços de sistema por parte dos produtores eólicos.</li> </ul>	EÓLICA
Económico, Financeiro e Fiscal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mecanismos adequados de remuneração dos serviços de sistema e períodos de <i>curtailment</i>.</li> </ul>	EÓLICA
Técnico e Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flexibilização do conceito “áreas de balanço” do sistema elétrico.</li> <li>Análise das sinergias <i>curtailment</i> e armazenamento (competitivo) de energia e flexibilização dos sistemas de armazenamento por bombagem, através da melhoria dos sistemas de velocidade variável.</li> <li>“Armazenamento de energia”: i) sob a forma de produto intermédio (ou final) (e.g., no setor químico com a produção de Amoníaco), ii) recorrendo a rede de gás natural (e.g., comprimindo/expandindo gás, função de estímulos tarifários).</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reforço das Interligações - Segurança de abastecimento (sem privilegiar geografias e após a realização de estudos detalhados para avaliação do impacto produzido).</li> </ul>	EÓLICA

Objetivo 4 cont.	Garantir a segurança de abastecimento	
Âmbito	Medidas	GT
I&D	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Explorar as valências complementares dos diferentes vetores energéticos (e.g., gás e eletricidade) na maximização da flexibilidade-eficiência e apoio à redução dos custos do sistema.</li> <li>• Projetos-piloto, (ID&amp;D) na otimização das unidades de armazenamento para diferentes escalas temporais e aumento da sua eficiência global.</li> <li>• I&amp;D no impacto do reforço das interligações no setor energético e economia.</li> <li>• Fomento de I&amp;D/demonstração em centrais renováveis híbridas de diferentes tipos e agregação (combinando eólica, fotovoltaico e hídrica com bombagem e diferentes tipos de consumo e DR); Trabalho ao nível da algoritmia de controlo / otimização de CRV e portfolios agregados (1ª fase/por zona de rede).</li> <li>• I&amp;D na integração da hídrica com plataformas de produção eólico, fotovoltaica, de negociação, interação com plataformas do DSO e plataformas de mercado.</li> <li>• I&amp;D em sistemas de carregamento inteligente de veículos elétricos integrados com redes inteligentes e com soluções V2G (<i>vehicle to grid</i>).</li> <li>• I&amp;D no uso da água - exploração das sinergias gestão excedentes de eletricidade / geração água potável.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I&amp;D na contribuição dos conversores dos aerogeradores em providenciar serviços de sistema.</li> <li>• I&amp;D em sistemas de armazenamento para as diferentes escalas de variabilidade do recurso eólico.</li> <li>• I&amp;D em mecanismos de flexibilidade para lidar com integração em larga escala de energia eólica e interligação com outros vetores para aumentar o valor da eletricidade de origem eólica que apresenta um perfil de produção bastante característico em Portugal.</li> </ul>	EÓLICA

Objetivo 5	Promover a mobilidade sustentável	
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantir a estabilidade legislativa para a próxima década, através de uma adequada transposição da Diretiva RED II com participação de todos os <i>stakeholders</i> do setor.</li> <li>• Manter a dupla contagem nos biocombustíveis avançados, como forma de cumprir a meta de renováveis nos transportes e diminuir o risco de consumo intensivo de biomassa.</li> <li>• Ser prioritário legislar a incorporação de maiores percentagens de biocombustíveis, nomeadamente o E10 na gasolina e o B15 no gasóleo profissional, que cumpram com as legislações europeias e não exigem investimentos em infraestruturas de distribuição, que contribuirão significativamente para a redução da intensidade carbónica prevista no PNEC 2030, de uma forma imediata e sem investimento adicional.</li> <li>• Considerar legislar uma submeta voluntária nacional nos transportes marítimos para energias renováveis, como forma de promover a descarbonização do setor marítimo e também de criar um novo mercado para a procura do Biodiesel-FAME (em forma do <i>Marine Fuel Oil</i>) que é produzido por <i>cluster</i> industrial nacional, em face da expectável redução da oferta no setor rodoviário.</li> <li>• Pelo contrário, uma submeta nacional para o setor de aviação só deve acontecer quando estiverem garantidas regras comuns a aplicar dentro do mercado europeu.</li> <li>• Considerar prioritários os apoios aos biocombustíveis gasosos e combustíveis renováveis, nomeadamente hidrogénio e biogás, sugerindo-se o lançamento de um Plano Nacional PROBIOGAS, que efetivamente promova a produção de biogás e a sua conversão em Gás Natural 100% renovável (biometano).</li> </ul>	BIOENERGIA

Objetivo 5 cont.	Promover a mobilidade sustentável	
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento (cont.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apostar em infraestruturas portuárias de Gás Natural comprimido/liquefeito que podem eficazmente ser abastecidas por bio-GNL/bio-GNC (biometano) obtido a partir de biomassa ou por tecnologias <i>Power-to-Gas</i>, como principal forma de descarbonizar o transporte marítimo de média-longa distância.</li> <li>• Interligar o pós-PERSU2020 e a RED II promovendo a utilização de CDR's de origem biogénica para a produção de biocombustíveis avançados, ex. por gaseificação/liquefação.</li> </ul>	BIOENERGIA
Económico, Financeiro e Fiscal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover o reforço da rede de abastecimentos de GNV no âmbito de plano nacional pró-biogás/biometano para o setor de transportes.</li> <li>• Promover o desenvolvimento de infraestruturas alternativas de biocombustíveis nos portos e redes rodoviárias nacionais, para além dos mínimos exigidos na Diretiva 2014/94/EU, de forma a evoluir com o mercado de combustíveis alternativos (líquidos e gasosos).</li> <li>• Apoiar tecnologias emergentes, como a produção de H<sub>2</sub> a partir de biomassa ou a partir da eletrólise da água, porque ambas contribuem para a neutralidade carbónica.</li> <li>• Apoiar, através do POSEUR, Fundo do Carbono e outros instrumentos, os projetos inovadores que implementem de facto a RCM nº 163/2017 – Plano Nacional para a Promoção das Biorrefinarias.</li> </ul>	BIOENERGIA
Técnico e Operacional	<p><u>Rodoviário:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A médio-prazo (2030 e para além), as pilhas de combustível terão um peso crescente, assumindo que os custos de produção e armazenamento de H<sub>2</sub> se reduzem na próxima década.</li> <li>• A forma mais eficaz de produção de hidrogénio para alimentar uma <i>fuel cell</i>, considerando a crescente escassez da água e as questões ambientais com a extração de metais, será a partir de biomassa ou FCEV alimentados a bioetanol gerando H<sub>2</sub> <i>in situ</i>.</li> </ul>	BIOENERGIA

Objetivo 5 cont.	Promover a mobilidade sustentável	
Âmbito	Medidas	GT
Técnico e Operacional (cont.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A existência de um <i>cluster</i> de produtores de biodiesel é uma mais-valia nacional e não pode ser discriminado</li> </ul> <p><u>Aviação:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Biocombustíveis (líquidos) que utilizem as atuais infraestruturas de distribuição devem ser a principal aposta.</li> <li>• Tecnologias emergentes são oleoquímicas ou termoquímicas (beneficiam de muitos equipamentos já existentes nas unidades de refinação de petróleo).</li> </ul> <p><u>Marítimo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ao ritmo de crescimento atual da conversão de navios para GN, a entrada de novas tecnologias –ex.: bio-GNL/ bio-GNC (biometano) e H<sub>2</sub> a partir de eletrólise ou de biomassa, são fundamentais para os <i>blends</i> com GN durante a transição energética.</li> <li>• Neste segmento, a transição energética deverá ocorrer em modo sequencial: GNL; Bio-GNL/GNC; H<sub>2</sub> líquido.</li> </ul>	BIOENERGIA
I&D	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criar um grupo de trabalho interministerial para as novas tecnologias emergentes, que levem à produção de biocombustíveis avançados e biolíquidos que não estão declarados na pauta aduaneira e que permitam a sua utilização não só na parte energética como para mobilidade.</li> <li>• Respeitar o princípio da neutralidade tecnológica, apoiando igualmente todas as tecnologias na fase de I&amp;D e avaliar a sua contribuição para redução dos GEE numa análise de ciclo de vida completo (esta visão está na RED II, mas é necessário adaptá-la à realidade nacional/industrial).</li> </ul> <p><u>Rodoviário:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dar prioridade à I&amp;D em biocombustíveis avançados, sejam eles líquidos ou gasosos, desde que obtidos a partir de biomassa ou de outras FER (água, sol, vento).</li> </ul>	

Objetivo 5 cont.	Promover a mobilidade sustentável	
Âmbito	Medidas	GT
I&D (cont.)	<p><u>Aviação.</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dar prioridade às tecnologias <i>drop-in</i> em detrimento das <i>blends</i>.</li> <li>• Dar prioridade a “cadernos de encargos” para biocombustíveis que substituam o <i>jet-A1</i> no segmento de voos até 1600 km de distância.</li> </ul> <p><u>Marítimo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dar prioridade à introdução de biocombustíveis líquidos nos motores de CI e aos bio-CNG/LNG para os motores a GN.</li> <li>• Ter em consideração que a eletrificação do setor marítimo só é custo-eficiente a médio prazo ao nível das embarcações de recreio.</li> </ul>	



Objetivo 7		
Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva		
Âmbito	Medidas	GT
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estabilidade da política energética.</li> <li>Criação de uma <i>Regulatory Sand Box</i> para o setor elétrico permitindo a existência de mecanismos simples, acessíveis e de resposta célere para a realização de projetos demonstradores em Portugal.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
Económico, Financeiro e Fiscal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fomentar a cadeia de valor associada à transição energética. Ex.: Indústria da digitalização energética.</li> <li>Fomentar o “Cluster Eólico Português 2.0” - crucial para atingir metas do PNEC 2030.</li> </ul>	EÓLICA
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promover a indústria associada à Energia Solar (para eletricidade e para aquecimento e arrefecimento).</li> </ul>	SOLAR
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promover a instalação de biorrefinarias de bioetanol avançado, a partir de resíduos florestais, agrícolas e outros biorresíduos.</li> <li>Promover a criação de um <i>cluster</i> industrial de produtores de biometano, quer para injeção na RDGN/RNTGN quer para UAG para biocombustíveis gasosos veiculares (transporte rodoviário de mercadorias).</li> </ul>	BIOENERGIA
Técnico e Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fomentar parques industriais que permitam sinergias e economias de escala para a utilização de vetores energéticos como hidrogénio ou gases de síntese.</li> <li>Reaproveitar infraestruturas das centrais térmicas com combustível fósseis para produção a partir de H<sub>2</sub>, gás sintético e biogás, reaproveitando-se as infraestruturas do GN.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
I&D	<ul style="list-style-type: none"> <li>I&amp;D em ferramentas baseadas em inteligência artificial para: i) gerir um grande volume de dados; ii) ajuda à decisão sob incerteza e; iii) reduzir a carga cognitiva dos operadores humanos.</li> <li>I&amp;D na previsão da geração VRE (eólica, solar, hídrica) - mercado&amp;gestão otimizada dos ativos.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Objetivo 7 cont.	Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva	
Âmbito	Medidas	GT
I&D (cont.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>I&amp;D na adaptação do sistema elétrico/energético ao contexto descarbonizado, distribuído e digital: a) modelos ESCO / contratos de <i>performance</i>; b) desenvolvimento de dispositivos e algoritmia de DR para diferentes segmentos de clientes; c) fornecimento de <i>frequency response</i> com armazenamento.</li> <li>Desenvolvimento na área da <i>cybersegurança</i> nos sistemas elétricos / energéticos.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>I&amp;D no aproveitamento das componentes de turbinas eólicas após o seu fim de vida útil, e que não são recicláveis nem reutilizáveis - Grande maioria não é aproveitada sendo remetida para aterros/lixeiros.</li> </ul>	EÓLICA
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Criar um Observatório Permanente para a Bioeconomia, com participação dos diversos <i>stakeholders</i> e agentes no setor da Biomassa.</li> </ul>	BIOENERGIA

<b>Objetivo 8</b>		
<b>Garantir uma transição justa, democrática e coesa</b>		
<b>Âmbito</b>	<b>Medidas</b>	<b>GT</b>
Regulatório e de Planeamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caracterizar a “A economia da sustentabilidade energética” no horizonte 2020 a 2050.</li> <li>• Criar enquadramento regulamentar para as comunidades energéticas.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
Económico, Financeiro e Fiscal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduzir mecanismos compensatórios às autarquias que mais contribuem para a transição energética pretendida, numa lógica de aprofundamento da coesão territorial.</li> </ul>	EÓLICA
Social e Educacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necessidades de Formação no setor:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Reformulação dos programas de estudo dos Mestrados em Sistemas de Energia e fomentar investigação multidisciplinar na área da energia;</li> <li>– Criação de “Formação Avançada em Sistemas ~100% RES”;</li> <li>– Campanhas de sensibilização à população e de formação de empresas e pessoal técnico;</li> <li>– Promover a consciencialização de um uso mais sustentável da energia e água junto de escolas e famílias.</li> </ul> </li> <li>• Acesso a informação do sistema eletroprodutor de forma fácil e perceptível por parte dos consumidores. Ex.: Criação de plataformas de interação TSO-DSO-Consumidor.</li> <li>• Não privilegiar opções tecnológicas em detrimento de outras. O compromisso com a descarbonização deverá ser cumprido de forma progressiva e ajustada às reais condições socioeconómicas do País.</li> </ul>	INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensibilização dos Consumidores i) para o seu papel na transição energética e ii) do valor da eletricidade de origem renovável. Ex.: Desmistificação do termo “rendas excessivas” associado às energias renováveis.</li> </ul>	EÓLICA

Objetivo 8 cont.	Garantir uma transição justa, democrática e coesa	
Âmbito	Medidas	GT
Social e Educacional (cont.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reforçar e Incentivar a Formação no setor das Energias Renováveis:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Formação Avançada na Área das Energias Renováveis – Reformulação dos programas estudo existentes de forma incluir a complementaridade disciplinar necessária à formação de profissionais nesta área;</li> <li>– Criação de mais cursos de formação de pessoal técnico nesta área;</li> </ul> </li> <li>• Implementação de ações de divulgação do uso sustentável dos recursos naturais nas escolas do ensino básico (e secundário).</li> </ul>	EÓLICA

## Coordenação

**Fórum Energias Renováveis 2020:** Hélder Gonçalves, LNEG; relatora: Justina Catarino, LNEG.

**Grupo Trabalho Biocombustíveis:** Francisco Gírio, LNEG; relatores: Paula Marques, LNEG e Rafal Lukasik, LNEG.

**Grupo Trabalho Eólica:** José Carlos Matos, INEGI; relatora: Teresa Simões, LNEG.

**Grupo Trabalho Solar:** António Joyce, LNEG; relatora: Susana Camelo, LNEG.

**Grupo Trabalho Energias Renováveis e Integração no Sistema Energético (ERISE):** Ana Estanqueiro, LNEG; relator: António Couto, LNEG.

FER2020@Ineg.pt

## Anexo 4 - Participantes nos grupos de trabalho

## Participantes nos grupos de trabalho

- Adélio Mendes
- Afonso Coelho
- Alexandre Gaspar
- Álvaro Rodrigues
- Ana Daam
- Ana Estanqueiro
- Ana Magalhães
- Ana Teresa Perez
- Ana Quelhas
- Ana Rita Antunes
- Anabela Antunes
- André Pina
- Ângela Nunes
- António Alves Fonseca
- António Cardoso Marques
- António Coelho
- António Couto
- António Esteves
- António Gomes Martins
- António Joyce
- António Maria Silva
- António Pitarma
- António Sá da Costa
- António Vallêra
- António Vidigal
- Armando Oliveira
- Berto Martins
- Carla Espirito Santos
- Carlos Amaral Netto
- Carlos Henggeler Antunes
- Carlos Pascoal Neto
- Carlos Rebelo
- Carlos Santos Silva
- Carlos Zorrinho
- Cláudia Simões
- Cláudio Monteiro
- Cristina Campos
- Fernando Marques da Silva
- Fernando Monteiro
- Fernando Neto
- Filipe Oliveira
- Francisco Ferreira
- Francisco Gírio
- Francisco Pinto
- Gonçalo Barradas
- Gonçalo Caeiro
- Guido Albuquerque
- Guilherme Silva
- Hélder Gonçalves
- Isabel Cabrita
- João Farinha Mendes
- João Maciel
- João Oliveira
- João Paulo Domingues
- João Peças Lopes
- João Serra
- Jorge Araújo
- Jorge Cunha
- Jorge Esteves
- Jorge Maia Alves
- Jorge Mendonça e Costa
- Jorge Rodrigues de Almeida
- Jorge Saraiva
- Jorge Vasconcelos
- Jorge Vaz
- José Alberto Oliveira
- José Carlos Matos
- José Medeiros Pinto
- José Miguel Oliveira
- José Osório
- José Teixeira
- Júlia Seixas
- Justina Catarino
- Laura Aelenei
- Laura Carvalho
- Luís Coelho
- Luís Frolen
- Luís Gil
- Luís Godinho
- Luís Neves
- Luís Silva
- Luís Tiago Ferreira
- Madalena Alves
- Manuel Collares Pereira
- Manuel Mendes
- Manuel Vasconcelos
- Manuela Fonseca
- Mara Madaleno
- Margarida Fontes
- Margarida Mateus
- Maria João Carvalho
- Maria José Espírito Santo
- Maria Rodrigues
- Marina Reis
- Miguel Brito
- Miguel Carvalho
- Miguel Centeno Brito
- Miguel Moreira da Silva
- Miguel Patena Forte
- Nuno Domingues
- Nuno Afonso Moreira
- Nuno Ferreira
- Nuno Martins
- Nuno Moreira
- Patricia Pereira da Silva
- Patrick Bárcia
- Paula Ferreira
- Paula Marques
- Paulo Brito
- Paulo Martins
- Paulo Pinto
- Paulo Praça
- Paulo Preto dos Santos
- Paulo Ribeiro
- Pedro Azevedo
- Pedro Graça
- Pedro Reis
- Pedro Salomé
- Rafal Lukasik
- Ricardo Barbosa
- Ricardo Bernardo
- Ricardo Bessa
- Ricardo J. C. Paiva Pereira
- Ricardo Pacheco
- Ricardo Prata
- Ricardo Rato
- Rita Marouço
- Rogério Pinheiro
- Rui Castro
- Rui Lobo
- Rui Marmota
- Rui Neto
- Rui Pestana
- Silvino Spencer
- Susana Camelo
- Suzana Ferreira-Dias
- Teresa Simões
- Vladimiro Miranda
- Zita Vale



ISBN 978-989-675-077-0



9 789896 750770



Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P.