

Energias renováveis em portugal:
evolução e perspectivas

Renewable energies in portugal:
evolution and challenges ahead

CARLA AMADO GOMES
RAQUEL FRANCO
DIOGO CALADO

VOL. 1 Nº 1 JANEIRO 2014

WWW.E-PUBLICA.PT

ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS^{1*}

RENEWABLE ENERGIES IN PORTUGAL: EVOLUTION AND CHALLENGES AHEAD

CARLA AMADO GOMES

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa
Alameda da Universidade - Cidade Universitária
1649-014 Lisboa - Portugal
carlamadogomes@fd.ulisboa.pt

RAQUEL FRANCO

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa
Alameda da Universidade - Cidade Universitária
1649-014 Lisboa - Portugal
raquelfra@gmail.com

DIOGO CALADO

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa
Alameda da Universidade - Cidade Universitária
1649-014 Lisboa - Portugal
dcalado_49@hotmail.com

Sumário: Este artigo pretende traçar a evolução do tratamento legislativo da produção de energia a partir de fontes renováveis em Portugal tanto no plano da produção de electricidade como no do fabrico de biocombustíveis. O assunto vem merecendo atenção legislativa desde final da década de 1980, e sofreu um impulso decisivo desde 2001/2003, data das primeiras directivas europeias sobre energia verde (electricidade e biocombustíveis). Apesar do reforço de metas introduzido pela segunda directiva das renováveis, de 2009, a crise económica motivou algumas medidas restritivas dos incentivos até então concedidos aos electroprodutores, lançando alguma incerteza sobre a evolução próxima deste tema no nosso país.

Palavras-chave: energia renovável; biocombustíveis; procedimentos autorizativos; regimes remuneratórios

Abstract: This article aims to describe the evolution of the legislative approach to energy production from renewable sources in Portugal as much as in what concerns electricity as in what relates to biofuels. Since the late 1980 legislation has been

1. * A razão primeira deste texto foi suportar uma intervenção da primeira autora num seminário promovido pela Università Commerciale Bocconi (Milão, Itália), subordinado ao tema *Le energie rinnovabili nella prospettiva europea e comparata*, no dia 11 de Março de 2013, na qual se pretendeu descrever sucintamente a situação portuguesa. Decidiu-se então desenvolver o texto com a ajuda da segunda e do terceiro autores, sem nunca abdicar da dimensão fundamentalmente descritiva e informativa que está na sua base.

enacted and a decisive impulse was promoted by the EU directives of 2001/2003 (first green directives, on electricity and biofuels). In spite of the mandatory goals fixed by the second directive, of 2009, the economic crisis has dictated the reduction of the incentives to production of renewable energy, throwing some uncertainty over the evolution in this matter in the near future.

Keywords: renewable energy; biofuels; authorizations; tariffs

ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL: Evolução e perspectivas

0. Alguns dados estatísticos; **1.** O regime de produção de electricidade a partir de fontes renováveis: um quadro legislativo precursor; **2.** A Directiva 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro; **3.** A insatisfatória transposição da Directiva 2001/77/CE: uma manta de retalhos; **4.** A transposição da Directiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril, e a revogação do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio; **4.1.** Os regimes remuneratórios transitórios introduzidos pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro; **4.2.** O regime actual: **4.2.1.** Os procedimentos autorizativos: *a)* O regime de comunicação prévia; *b)* O regime de licenciamento; **4.2.2.** Os regimes remuneratórios; **4.3.** As especificidades de regime das centrais eólicas; **5.** O regime aplicável à produção de energia das ondas (Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro); **6.** O regime das centrais fotovoltaicas (Decreto-Lei n.º 132-A/2010, de 21 de Dezembro); **7.** O regime das centrais mini-hídricas (Decreto-Lei n.º 126/2010, de 23 de Novembro); **8.** O regime das centrais dedicadas a biomassa florestal (Decreto-Lei n.º 5/2011, de 10 de Janeiro); **9.** O regime de produção e comercialização de biocombustíveis: a Directiva 2003/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de Maio, e o Decreto-Lei n.º 62/2006, de 21 de Março (revogado pelo Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de Outubro); **10.** Renováveis em Portugal: um passado auspicioso, um presente suspenso... de um futuro frágil?

0. Alguns dados estatísticos

Portugal assistiu, nos últimos 20 anos, a uma profunda reconversão energética. Com uma economia fortemente dependente dos combustíveis fósseis e sem energia nuclear, o Governo português antecipou-se à exortação da União Europeia, lançada na primeira directiva das renováveis (de 2001) — no sentido de alcançar a meta indicativa global de 22% do consumo interno bruto de energia em 2010 — e ainda antes da viragem do século promoveu incentivos à produção de electricidade a partir de outras fontes renováveis para além da clássica hídrica. Este desafio foi abraçado pelos operadores económicos, que viram no potencial eólico e solar uma janela de oportunidade².

2. Sobre energias renováveis em geral, e projectos sectoriais em Portugal, em particular, veja-se o site <http://www.energiasrenovaveis.com/>

Segundo dados da Direcção Geral de Energia e Geologia (doravante, DGEG)³, o total de energia eléctrica produzido em Portugal a partir de fontes renováveis quase triplicou, entre 1995 e 2011 (de 9.501 Gwh para 25.612 Gwh). Em termos de fontes individualizadas, os acréscimos são os seguintes (considerando sempre o arco temporal 1995/2011 e sublinhando que em 2011 houve um decréscimo face a 2010, devido, sobretudo, à quebra na pluviosidade), em Gwh:

- Hídrica > 10Mw: 7.962 / 11.253
- Hídrica < 10 Mw: 792 / 862
- Biomassa: 988 / 3.849
- Eólica: 16 / 9.161
- Geotérmica: 42 / 210
- Fotovoltaica: 1 / 277

Deve sublinhar-se também que esta produção resulta quer de centrais electroprodutoras (parques eólicos; centrais fotovoltaicas; barragens), quer de co-geração (a produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia eléctrica e, ou se for o caso, mecânica, para abastecimento de unidades produtivas e venda do remanescente a terceiros - regulada pelo Decreto-Lei /01 0, de 25 de Março)⁴, quer de microprodução (produção para abastecimento de lares ou empresas, com venda parcial à rede – regulada pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro)⁵. Dentro destas últimas menções, e na lógica de análise breve que norteia este texto, faremos apenas menção à produção de energia em centrais mini-hídricas (descuremos o tratamento da grande hídrica/barragens, por ser a técnica mais consolidada — leia-se: mais antiga — das renováveis) e os processos de co-geração e micro-produção (por não se desenvolverem apenas a partir de fontes de energia renovável).

Uma decisiva vertente da reconversão energética — e da luta contra as alterações climáticas em que ela se insere, a par da promoção da independência energética dos Estados — reside no incremento da eficiência energética. Ou seja, não basta procurar novas formas de produzir energia mas também novos métodos de maximizar o seu aproveitamento. Esta tem sido uma dimensão bastante trabalhada pela União Europeia, e que em Portugal tão pouco tem sido esquecida, mas da qual aqui não vamos dar nota⁶.

3. Disponíveis em <http://www.pordata.pt/Portugal/Producao+de+energia+electrica+total+e+a+partir+de+fontes+renovaveis-1127>, última actualização em Janeiro de 2013.

4. Sobre este regime, veja-se Rui LANCEIRO, **O novo regime jurídico da cogeração: breve apresentação do DL 23/2010, de 23 de Março**, in *Ambiente & Energia, Actas do Colóquio realizado na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa nos dias 20 e 21 de Outubro de 2010*, no âmbito do ICJP, coord de Carla AMADO GOMES e Tiago ANTUNES, Lisboa, 2011, pp. 229 segs — disponível em http://www.icjp.pt/system/files/files/ebook/ebook_completo2/ebook_AmbienteEnergia_completo.pdf ISBN: 978-989-97410-3-4

5. Sobre este regime, veja-se António LEITÃO AMARO, **Regime jurídico da microprodução**, in *Ambiente & Energia, Actas do Colóquio realizado na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa nos dias 20 e 21 de Outubro de 2010*, no âmbito do ICJP, coord de Carla AMADO GOMES e Tiago ANTUNES, Lisboa, 2011, pp. 249 segs — disponível em http://www.icjp.pt/system/files/files/ebook/ebook_completo2/ebook_AmbienteEnergia_completo.pdf ISBN: 978-989-97410-3-4

6. Sobre medidas de eficiência energética em Portugal, vejam-se José Eduardo FIGUEIRE-

1. O regime de produção de electricidade a partir de fontes renováveis: um quadro legislativo precursor

Portugal dispõe de um regime de enquadramento da produção de electricidade a partir de fontes renováveis desde 1988, ano em que entrou em vigor o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio (doravante, DL 189/88)⁷. A razão preponderante deste diploma não foi, todavia, a promoção de alternativas energéticas – desde logo, a alínea b) do n.º 1 do artigo 1.º menciona também combustíveis fósseis (de produção nacional) –, mas antes a regulação do estatuto do pequeno produtor de electricidade. A autoprodução passou a poder ser exclusiva (quando no quadro legislativo que vinha de 1981 era apenas acessória de uma outra actividade exercida a título principal), estabelecendo o DL 189/88 um direito de comercialização da energia produzida, quer através de venda à rede nacional, quer de distribuição em rede local própria (cfr. o artigo 26.º), com uma tarifa subsidiada (cfr. o artigo 22.º) e por um período de oito anos (cfr. o n.º 1 do artigo 23.º). A oportunidade do diploma ficou também marcada pela necessidade de viabilizar o aproveitamento dos fundos do Programa VALOREN [Regulamento (CEE) 3301/86, de 27 de Outubro], que previa ajudas a pequenas empresas electroprodutoras, através de procedimentos ágeis.

O DL 189/88 foi expressamente alterado por cinco vezes⁸, tornando-se, por um lado, cada vez mais o quadro específico de actividades de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis (tendo caído a referência a combustíveis fósseis) — fixando deveres e direitos dos produtores (de entre os quais o de venda em rede própria, que veio a desaparecer), prescrevendo o procedimento autorizativo de instalação e funcionamento das centrais produtoras, e estabelecendo as tarifas aplicáveis a cada tipo de fonte renovável – e, por outro lado, um quadro cada vez mais e mais complexo nas suas interpretação e aplicação.

2. A Directiva 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro

DO DIAS, **A certificação e eficiência energética dos edifícios**, in *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, pp. 139 segs; Miguel ASSIS RAIMUNDO, **Eficiência energética, sector imobiliário e ambiente**, in *Ambiente & Energia, Actas do Colóquio realizado na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa nos dias 20 e 21 de Outubro de 2010*, no âmbito do ICJP, coord de Carla AMADO GOMES e Tiago ANTUNES, Lisboa, 2011, pp. 179 segs — disponível em http://www.icjp.pt/system/files/files/ebook/ebook_completo2/ebook_AmbienteEnergia_completo.pdf ISBN: 978-989-97410-3-4

Sobre a política de produção e consumo sustentáveis e a eficiência ecológica dos produtos, Carla AMADO GOMES, **Consumo sustentável: ter ou ser, eis a questão...**, em curso de publicação na *Revista do Ministério Público* (disponível em http://www.icjp.pt/sites/default/files/papers/texto-ter_ou_ser.pdf).

7. Cfr. Carla AMADO GOMES, **O regime jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais**, in *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, pp. 59 segs.

8. Pelos Decretos-Leis n.ºs: 168/99, de 18 de Maio; 312/2001, de 10 de Dezembro; 339-C/2001, de 29 de Dezembro; 33-A/2005, de 16 de Fevereiro; e 225/2007, de 31 de Maio.

Com a entrada em vigor da directiva *Green Electricity*⁹, foi oferecido ao legislador português um excelente pretexto de reformulação de um quadro legal que se havia transformado numa manta de retalhos, com a complexidade applicativa inerente. Ressalte-se que as obrigações dos Estados-membros, em face da directiva *Green Electricity*, eram as seguintes:

- i) alcançar as metas estabelecidas na Directiva quanto ao aumento de produção de energia a partir de fontes renováveis (artigo 3.º e Anexo);
- ii) designar organismos competentes, independentes das actividades de produção e distribuição, para supervisionar a atribuição de garantias de origem (artigo 5.º, nº 2);
- iii) rever os quadros normativos de autorização de centrais produtoras de energias renováveis, por forma a reduzir a burocracia, agilizar os procedimentos e assegurar a transparência na atribuição das autorizações (artigo 6.º, nº 1);
- iv) assegurar que a energia produzida a partir de fontes renováveis seria transportada e distribuída pelas redes nacionais, *podendo* prever-se o acesso prioritário (artigo 7.º, nº 1);
- v) exigir aos operadores de redes de transporte e distribuição que publicassem normas-padrão relativas ao pagamento de custos de adaptações técnicas, tais como ligações à rede e reforços de rede (artigo 7.º, nº 2), *podendo* os Estados-membros fazer suportar os custos da ligação à rede, total ou parcialmente, pelos operadores de rede (artigo 7.º, nº 3);
- vi) impor aos operadores de redes de transporte e distribuição que fornecessem uma estimativa dos custos de ligação à rede ao produtor de electricidade a partir de fontes renováveis, *podendo* os Estados-membros prever a possibilidade de abertura de concurso relativamente à realização dos trabalhos de conexão (artigo 7.º, nº 4);
- vii) reclamar dos operadores de redes de transporte e distribuição que publicassem normas padrão relativas à partilha dos custos de instalações de rede, de ligação à rede e de reforços, entre todos os produtores que delas beneficiassem (artigo 7.º, nº 5);
- viii) garantir que a cobrança de tarifas de fornecimento de electricidade a partir de fontes renováveis não seria discriminatória (artigo 7.º, nº 6).

A oportunidade de “arrumar a casa” foi, todavia, desaproveitada pois nem a directiva foi transposta em bloco – ficando implicitamente entendido que o quadro legal vigente assimilaria de forma adequada e suficiente as preocupações daquela -, nem foi devida e pontualmente assimilada pela legislação aplicável em sede de produção de electricidade a partir de fontes renováveis.

9. Sobre a directiva 2001/77/CE, veja-se Carla AMADO GOMES, **O regime jurídico...**, *cit.*, pp. 77-79.

3. A insatisfatória transposição da directiva 2001/77/CE: uma manta de retalhos

O quadro legal vigente, nascido em 1988 e profusamente alterado, provocava inquietações quer quanto à interpretação, quer quanto à aplicação. Com efeito, e no que toca ao plano da técnica legislativa, várias questões se colocavam relativamente às soluções a extrair da manta de retalhos vigente, como, por exemplo, saber qual o momento de realização da avaliação de impacto ambiental¹⁰, qual o acto procedimental que investia o electroprodutor no “direito à tarifa”¹¹, ou se poderiam os prazos iniciais de garantia de venda total da energia à rede ser encurtados antes do seu termo¹². Já no tocante à execução do DL 189/88 e suas alterações pela Administração, era de assinalar a multiplicação de actos autorizativos necessários à entrada em funcionamento da central electroprodutora - pedido de informação prévia; licença de instalação; licença de exploração -, todos emitidos no seio da mesma entidade, cenário que se afigurava, se não contrário, pelo menos questionável em face da directiva.

É certo que, na sequência da exortação à simplificação induzida pela directiva 2001/77/CE, o legislador desenvolveu algumas iniciativas no sentido da agilização procedimental. No entanto, elas revelaram-se controversas, na medida em que a simplificação incidiu sobretudo na dimensão da ponderação dos riscos para o ambiente, transformando a declaração de impacto ambiental favorável (ou condicionalmente favorável) num acto simultaneamente avalizador: i) do superior interesse público do projecto (essencial para validar as localizações em zonas de intervenção condicionada, cujo exemplo paradigmático são as zonas de rede Natura 2000); ii) da possibilidade de início dos trabalhos de instalação da central; e iii) das condicionantes sócio-ambientais do empreendimento (cfr. o artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio)¹³.

4. A transposição da Directiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril, e a revogação do DL 189/88

O Conselho Europeu de Bruxelas, de 8/9 de Março de 2007, lançou a noção de

10. Nomeadamente, se antes ou depois da atribuição do ponto de recepção (e antes da atribuição da licença de instalação).

11. Tratando-se de um procedimento complexo, o problema residia em saber quando fica o empreendedor investido no direito a vender toda a sua produção eléctrica à rede com um preço bonificado, que foi sendo progressivamente reduzido desde a introdução do regime das renováveis até hoje.

12. Possibilidade aberta pelo n.º 25 do Anexo II ao DL 189/88, de 27 de Maio, na redacção dada pelo DL 33-A/2005, de 16 de Fevereiro.

13. Efeito simplificador idêntico, mas apenas aplicável em sede de centrais electroprodutoras merecedoras de licença ambiental, releva do DL 288/2007, de 17 de Agosto (cfr. o artigo 4º).

Política Energética Europeia (*Energy Policy for Europe*, EPE). Nesta cimeira, a União Europeia apresentou novas metas para a reconversão energética no espaço europeu, através do *Plano de Acção para a Energia*, que viria a suportar a aprovação do *Pacote Clima-Energia*¹⁴. Os Estados-membros decidiram ir além dos compromissos assumidos em Quioto e fixar a fasquia de redução de emissões de GEEs em 20% até 2020 (face aos níveis de 1990), arrastando consigo a produção de energia a partir de fontes renováveis, cujo índice foi igualmente indexado em 20% em 2020 (10% para os biocombustíveis do transporte rodoviário), assim como o ganho em eficiência energética, igualmente indiciado para 20% em 2020.

A Diretiva 2009/28/CE, cujo prazo de transposição se venceu em Dezembro de 2012, veio dar corpo a estas intenções, aprofundando as linhas de acção traçadas na primeira diretiva *Green Electricity*, substituindo as metas meramente indicativas por metas imperativas, abordando a questão dos certificados verdes e da eficiência energética¹⁵, e instituindo critérios de sustentabilidade no domínio dos biocombustíveis.

A referida diretiva enfatizou, desde logo, as possibilidades de sucesso de uma linha de equilíbrio entre as preocupações ambientais, que desde sempre estiveram presentes no incentivo à produção de energia a partir de fontes renováveis, e o potencial de desenvolvimento económico que rodeia o mercado das renováveis - uma preocupação muito presente na Europa do virar da primeira década do século XXI. Assim, a ênfase nas possibilidades de desenvolvimento económico associadas ao mercado das energias renováveis, nas oportunidades de desenvolvimento local, nas perspectivas de exportação, na coesão social e nas oportunidades de emprego, em especial no que respeita às pequenas e médias empresas e aos produtores independentes de energia, está presente ao longo de todo o texto da diretiva. Um dos aspetos em que esta preocupação se reflecte é o da criação de quadros legislativos estáveis que possam oferecer aos agentes económicos a confiança necessária para a realização de investimentos significativos nesta área, nomeadamente através do estabelecimento de objectivos nacionais obrigatórios que, em conjunto, dêem corpo aos objectivos globais europeus quer em matéria de consumo final bruto de energia, quer em matéria de quota de energia de fontes renováveis consumida pelos transportes.

Além da fixação de metas obrigatórias, a Diretiva 2009/28/CE pretendeu estimular a implementação de outras formas de incentivo aos produtores de electricidade proveniente de fontes de energia renováveis. O acesso prioritário à rede, que lhes garante que poderão vender e transportar a electricidade que produzem de acordo com as regras de ligação, em qualquer momento, desde que a fonte esteja disponível, constitui também um importante incentivo. No caso de a electricidade proveniente de fontes de energia renováveis estar integrada no mercado diário, o acesso garantido assegura que toda a electricidade vendida e beneficiária de apoio tenha acesso à rede, permitindo a utilização de um máximo de electricidade proveniente de fontes de energia renováveis produzida em instalações ligadas à rede. Noutros regimes, é definido um preço fixo para a electricidade proveniente de fontes de

14. Cfr. Carla AMADO GOMES e Tiago ANTUNES, **O ambiente no Tratado de Lisboa – uma relação sustentada**, in *Textos dispersos de Direito do Ambiente*, III, Lisboa, 2010, pp. 355 segs, 380-382.

15. A questão da eficiência energética foi posteriormente abordada e desenvolvida na directiva 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de Outubro, relativa à eficiência energética (que altera as Diretivas 2009/125/CE e 2010/30/UE e revoga as Diretivas 2004/8/CE e 2006/32/CE).

energia renováveis, geralmente em combinação com uma obrigação de compra para o operador de rede.

A par desta preocupação em assegurar previsibilidade no transporte e venda de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, a directiva reconhece, porém, que nem sempre é possível assegurar plenamente o transporte e a distribuição de electricidade produzida a partir dessas fontes sem afectar a fiabilidade e a segurança do sistema de rede, abrindo a porta, nesse caso, à atribuição de compensações financeiras aos produtores. Procura, no entanto, reafirmar a necessidade de os Estados membros trabalharem para o aumento sustentado do transporte e distribuição da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis sem afectar a fiabilidade ou a segurança do sistema de rede, assegurando uma maior penetração desse tipo de electricidade, nomeadamente tendo em consideração as especificidades dos recursos variáveis e dos recursos que não são ainda armazenáveis.

No que mais directamente interessa neste ponto, a directiva reitera a obrigação de simplificação já presente no diploma de 2001 (cfr. o artigo 13.º)¹⁶, forçando inexoravelmente o legislador português a tornar mais claro o quadro regulador da matéria da produção de energia a partir de fontes renováveis. Esta simplificação veio a ocorrer por força da revogação do DL 189/88 e suas alterações, através do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro (doravante, DL 215-B/2012; cfr. o n.º 2 do artigo 15.º), o qual, por seu turno, introduziu sensíveis alterações no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto (doravante, DL 172/2006) — que regulava o regime ordinário de licenciamento de produção de energia, excluindo da sua aplicação o regime especial de produção a partir de fontes de energia renovável. Na versão actual, o regime passa a constar do elenco regulatório do DL 172/2006 [cfr. os artigos 33.º-A e ss., no Capítulo III (*Produção de electricidade em regime especial*) — v. *infra*, 4.2.

O quadro organizativo do Sistema Eléctrico Nacional (doravante, SEN)¹⁷ foi aprovado em 1995 e estabeleceu a coexistência de um sistema eléctrico de serviço público e de um sistema eléctrico independente, sendo este último organizado segundo uma lógica de mercado. No que respeita à produção de electricidade, prevê-se quer a produção em regime ordinário, quer a produção em regime especial.

16. Refira-se também a entrada em vigor da *directiva serviços* (Directiva 2006/123/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de Dezembro), cujo móbil é a simplificação dos procedimentos administrativos.

17. O regime jurídico que regula o Sistema Eléctrico Nacional português (*SEN*), entendido como o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações eléctricas relacionados com a produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e outras atividades (cfr. o artigo 10.º do DL n.º 29/2006), está essencialmente regulado em dois diplomas:

i) o DL n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro (alterado pelos DLs n.ºs 104/2010, de 29 de Setembro; 78/2011, de 20 de Junho; 75/2012, de 26 de Março; 112/2012, de 23 de Maio; e, finalmente, pelo DL n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do SEN e dos seus intervenientes);

ii) o DL n.º 172/2006, de 23 de Agosto (alterado pelos DLs n.ºs 237-B/2006, de 18 de Dezembro; 199/2007, de 18 de Maio; 264/2007, de 24 de Julho; 23/2009, de 20 de Janeiro; 104/2010, de 29 de Setembro; e pelo DL n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro, que concretiza os princípios gerais elencados no DL n.º 29/2006).

Actualmente, considera-se, de uma banda, *produção de electricidade em regime ordinário* a actividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial, estando ainda aí incluídos os centros electroprodutores: i) que forneçam energia ao abrigo de contratos de aquisição de energia; ii) que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); ou iii) que beneficiem de incentivos à garantia de potência (cfr. o artigo 17.º do DL n.º 29/2006). De outra banda, entende-se por *produção em regime especial* a actividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de electricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, e ainda a produção de electricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial (cfr. o artigo 18.º do DL 29/2006).

Para além da distinção entre produção em regime ordinário e produção em regime especial referida no parágrafo anterior, a lei prevê duas formas distintas de relacionamento comercial, consoante esteja em causa a electricidade produzida em regime ordinário ou em regime especial: enquanto que os produtores de electricidade em regime ordinário vendem a electricidade por si produzida através da celebração de contratos bilaterais (quer com clientes finais, quer com comercializadores de energia) ou da participação em mercados organizados, os produtores em regime especial gozam, sempre que beneficiem de uma remuneração garantida (*feed-in-tariff*), de um direito de venda de toda ou parte da electricidade que produzam a um facilitador de mercado ou, quando não sejam beneficiários de uma tarifa garantida, a um qualquer comercializador, incluindo um facilitador de mercado que agregue a produção (cfr. os artigos 19.º e 20.º do DL 29/2006).

Porque a revogação do DL 189/88 operada pelo DL 215-B/2012 — em vigor no dia 8 de Novembro de 2012 (cfr. o artigo 17.º) — salvaguardou a sua aplicação aos procedimentos em curso¹⁸, bem como a aplicação do regime remuneratório previsto no Anexo II do DL 189/88 a diversas categorias de operadores¹⁹, vamos descrever brevemente os regimes transitórios (4.1.) e passaremos depois a explicitar o regime actual (4.2.). De seguida, deixaremos algumas palavras sobre as especificidades que envolvem a instalação de centrais eólicas (4.3.).

Fora do objeto do DL 215-B/2012 e, conseqüentemente, da nova versão do regime jurídico aplicável às actividades incluídas no SEN, acabaram por ficar a produção de electricidade em cogeração, a microprodução e a miniprodução; a produção de electricidade a partir da energia das ondas na zona piloto; a produção de electricidade a partir de energia nuclear; e as redes de distribuição fechadas²⁰.

18. Cfr. o artigo 15º/3 do DL 215-B/2012.

19. Cfr. o artigo 15º/5 do DL 215-B/2012.

20. Esta exclusão significa apenas que estes tipos de energia têm um tratamento específico à luz da legislação nacional. As motivações para tal “marginalização” podem ser as mais diver-

4.1. Os regimes remuneratórios transitórios introduzidos pelo DL 215-B/2012

Como se observou, o DL 215-B/2012 procedeu à revogação da legislação que regulava a produção de electricidade em regime especial, e ao abrigo da qual foram licenciados e desenvolvidos projectos que, à data da respectiva entrada em vigor, se encontravam em fase de produção ou desenvolvimento, beneficiando do direito a remuneração garantida e bonificada. Contudo, tendo em conta a necessidade de assegurar a estabilidade de regimes aplicáveis aos centros electroprodutores pré-existentes, o DL 215-B/2012 determina, nos nº 3 e ss do artigo 15º, que a revogação integral do quadro legal anterior não prejudica os procedimentos concursais lançados ao abrigo do disposto no artigo 14.º do DL nº 312/2001, de 10 de Dezembro (doravante, DL 312/2001), no DL nº 126/2010, de 23 de Novembro (doravante, DL 126/2010; regime de implementação dos aproveitamentos hidroeléctricos destinados à captação de água para a produção de energia eléctrica com capacidade instalada até 20 MW — *v. infra*, 6.), e no DL nº 132-A/2010, de 21 de Dezembro (doravante, DL 132-A/2010; regime de produção com recurso a tecnologia solar fotovoltaica — *v. infra*, 7.), incluindo os direitos dos adjudicatários deles resultantes, devendo a atribuição das respectivas condições de ligação à rede, pontos de recepção, autorizações de instalação ou licenças de estabelecimento, licenças de exploração e condições remuneratórias continuar a reger-se pela legislação aplicável à data das adjudicações, pelos regulamentos dos procedimentos, bem como pelos contratos celebrados entre os referidos promotores e a DGEG.

Já no que concerne aos centros electroprodutores em regime especial cujas licenças não tivessem sido atribuídas ao abrigo de procedimentos concursais, estabelece a norma revogatória do DL 215-B/2012 que o regime remuneratório garantido e bonificado se mantém em vigor relativamente aos centros cujos titulares ou promotores:

i) tenham obtido a respectiva licença de exploração até à data da entrada em vigor do DL 215-B/2012;

ii) tenham obtido a respectiva autorização de instalação ou licença de estabelecimento até à data da entrada em vigor do DL 215-B/2012, e venham a obter a respectiva licença de exploração no prazo de doze meses a contar da data da entrada em vigor do DL 215-B/2012; ou ainda

iii) tenham, previamente à data de entrada em vigor do DL 215-B/2012, beneficiado da atribuição de um ponto de recepção e venham a obter a respectiva autorização de instalação ou licença de estabelecimento no prazo de seis meses a contar da data da entrada em vigor do diploma em apreço, bem como a licença de exploração nos prazos referidos na alínea anterior.

sas: por exemplo, a mini e micro-produção, atendendo à sua dimensão, ao seu carácter disperso e ao facto de ser muitas vezes propriedade de particulares domésticos, sobre os quais o conjunto de obrigações que pode impender é muito limitado, caracteriza-se por instalações que produzem sempre que há recurso e em que o gestor do sistema tem pouca ou nenhuma intervenção. Por outras palavras, a exclusão destes regimes do âmbito do DL 215-B/2012 não implica que a energia produzida não seja injectada na rede — de facto, é-o na maioria das situações e pode até ter um regime de remuneração bonificado, consoante os casos.

No tocante aos centros electroprodutores em regime especial que não ficam abrangidos pelo novo quadro legal, importa assinalar que o regime a que estavam sujeitos, e que foi mantido em vigor pelo DL 215-B/2012 nos termos enunciados, já sofreu entretanto alterações, introduzidas pelo DL n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro (doravante, DL 35/2013). Nesse contexto, importa distinguir entre duas grandes categorias de centros electroprodutores: centros electroprodutores com regime anterior ao DL n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro (doravante, DL 33-A/2005) (i.); e centros electroprodutores com regime anterior ao DL 215-B/2012 (ii.).

i.) Os centros electroprodutores com regime anterior ao DL 33-A/2005 estão submetidos ao regime remuneratório da electricidade previsto no Anexo II do DL 189/88 (na redacção aplicável antes da data de entrada em vigor do DL 33-A/2005), ou seja, aqueles que são enquadrados nos casos previstos no n.º 1 do artigo 4.º do DL 33-A/2005, conjugado com os n.ºs 2, 6 e 7 do mesmo artigo (excepto os centros em relação aos quais já tenha decorrido o período de manutenção do regime remuneratório anterior ao DL 33-A/2005).

Recorde-se que o DL 33-A/2005 impôs uma redução do preço do Kw produzido a partir de fontes renováveis. Este diploma previa que à electricidade produzida em: instalações que já tivessem obtido licença de estabelecimento à data da respectiva entrada em vigor; e em instalações cujo pedido de informação prévia já tivesse sido respondido favoravelmente pela DGEG até à data da respectiva entrada em vigor e que viessem a obter a respectiva licença de estabelecimento no prazo de um ano após essa data, não seriam aplicáveis as alterações então introduzidas ao Anexo II do DL 189/88. Para essas instalações, o regime remuneratório em vigor aplicar-se-ia:

- a) até ao final da respectiva licença de utilização de água para produção de electricidade, no caso das pequenas centrais hídricas;
- b) por um prazo de quinze anos a contar da data de entrada em vigor do DL 33-A/2005, para as instalações não hídricas já em exploração;
- c) por um prazo de quinze anos a contar da data de atribuição da licença de exploração, para as restantes instalações.

Sem prejuízo deste regime transitório, previa-se que as centrais electroprodutoras já licenciadas ao abrigo dos DLs 189/88 e 312/2001 poderiam optar pela remuneração resultante da aplicação das fórmulas indicadas no anexo alterado, nas condições dele constantes e tendo em consideração a electricidade produzida desde a data da respectiva licença de exploração, mediante requerimento dirigido ao Director-Geral da DGEG.

Sublinha-se ainda que o regime previsto no DL 35/2013 para centros electroprodutores com regimes remuneratórios anteriores ao DL 33-A/2005 inclui disposições gerais e disposições aplicáveis a centros electroprodutores eólicos. Neste ponto limitar-nos-emos a referir as disposições gerais, deixando para mais tarde (cfr. *infra*, 4.3.) as especificidades das centrais eólicas.

O DL 35/2013 prevê a manutenção do regime remuneratório aplicável a centros

electroprodutores com regimes remuneratórios anteriores ao DL 33-A/2005 nos seguintes termos:

- no caso das pequenas centrais hídricas, por um prazo de mais vinte e cinco anos a contar da data de atribuição da respectiva licença de exploração, ou até ao final da respectiva licença de utilização de água para produção de electricidade, consoante a data que se verificar mais cedo;
- no caso dos centros electroprodutores não hídricos que já se encontrassem em exploração à data de entrada em vigor do DL 33-A/2005, por um prazo de 15 anos a contar dessa data;
- no caso dos restantes centros electroprodutores, por um prazo de quinze anos a contar da data de atribuição da respectiva licença de exploração.

No que toca às pequenas centrais hídricas, estabelece-se ainda que, no final do prazo de vinte e cinco anos e até final do prazo fixado na correspondente licença de utilização de água para produção de electricidade, a electricidade produzida é vendida em regime de mercado, sem prejuízo da possibilidade de acesso dessas centrais ao sistema de certificados verdes que, à data e nos termos da lei, possa eventualmente existir²¹.

Relativamente aos centros electroprodutores não hídricos que já se encontrassem em exploração à data de entrada em vigor do DL 33-A/2005, assim como aos restantes centros electroprodutores²², prevê-se ainda que, findos aqueles períodos, será aplicável, durante um período adicional de cinco anos após o respectivo termo, a tarifa a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora do Sistema Eléctrico (doravante, ERSE), devendo a mesma garantir a sustentabilidade económica e social dos custos assumidos pelo SEN.

ii.) No que respeita aos centros electroprodutores com regime anterior ao DL 215-B/2012 (cfr. o n.º 5 do artigo 15 deste diploma), são estes centros submetidos ao regime remuneratório da electricidade previsto no Anexo II do DL 189/88 — sendo que, nesta categoria, se encontram os centros que optaram pela aplicação do regime

21. No n.º 1 do artigo 4.º do DL 35/2013 estabelece-se que, caso o prazo de vinte e cinco anos se complete antes da data da sua entrada em vigor, ou dentro do período de seis meses após essa data, se considera que o mesmo apenas termina no prazo de seis meses a contar da referida data. No n.º 2 do mesmo artigo prevê-se ainda que esse prazo pode ser prorrogado, até um limite máximo de dez anos e sem nunca exceder o final do prazo fixado na licença de utilização de água para produção de electricidade, na medida do estritamente indispensável para assegurar a amortização e a justa remuneração de investimentos adicionais em intervenções nas pequenas centrais hídricas, sob a forma de alterações às referidas centrais ou de substituição dos respetivos equipamentos, desde que tais intervenções: a) tenham sido autorizadas pela DGEG previamente à entrada em vigor do DL 35/2013; b) sejam realizadas em conformidade com essa autorização, no prazo máximo de dois anos após a sua emissão; e, c) se mostrem necessárias ou úteis para a actividade de produção de electricidade desenvolvida naquelas instalações. Para esse efeito os titulares das pequenas centrais hídricas devem apresentar junto da DGEG um requerimento solicitando a prorrogação do prazo (de vinte e cinco anos).

22. Quanto às centrais eólicas, v. *infra*. 4.3..

remuneratório do DL 33-A/2005. Importa assinalar que o DL 33-A/2005 havia procedido à actualização da remuneração da energia eléctrica renovável produzida pelas novas instalações e havia determinado, tanto para essas como para as instalações existentes, a aplicabilidade da remuneração garantida durante um prazo considerado suficiente para a recuperação dos investimentos realizados e para a obtenção de um retorno económico considerado adequado.

Além disso, o DL 33-A/2005 previa ainda que, findos os períodos de remuneração garantida, a electricidade produzida e entregue à rede passaria a ser remunerada por preços de mercado e pelas receitas obtidas pela venda de certificados verdes. Não obstante, o DL 33-A/2005 estabeleceu que, para as instalações que não tivessem o estatuto de pequenas centrais hídricas à data da sua entrada em vigor, se aquando do termo dos correspondentes períodos de remuneração garantida não existissem certificados verdes transaccionáveis, deveria aplicar-se, durante um período adicional de cinco anos, a tarifa referente às centrais renováveis com início de exploração nessa data.

Na verdade, o que o DL 35/2013 vem fazer quanto aos centros electroprodutores com regime anterior ao DL 215-B/2012 é alterar o respectivo regime remuneratório e prever a possibilidade de adesão, por parte dos mesmos, a regimes remuneratórios alternativos. A adesão a um desses regimes remuneratórios implica o pagamento de uma compensação anual ao SEN, durante um período de oito anos compreendido entre 2013 e 2020, bem como a aplicação aos centros electroprodutores que procedam à mencionada adesão do disposto nos n.ºs 4 a 10 do artigo 5.º, no n.º 2 do artigo 8.º, e nos artigos 9.º e 10.º, todos do DL 35/2013. Os titulares dos centros electroprodutores com regime remuneratório anterior ao DL 215-B/2012 para os quais seja autorizada a extensão dos limites previstos na alínea a) do n.º 20 do Anexo II do DL 189/88, ou que tenham exercido a faculdade de adesão a um regime remuneratório alternativo, não podem optar por vender em mercado a electricidade produzida pelos respectivos centros enquanto não atingirem os referidos limites, ou até ao decurso do período de aplicação do regime remuneratório alternativo aplicável, respectivamente.

Uma nota final para vincar que ficam expressamente excluídos do disposto no regime transitório e, portanto, abrangidos pela revogação do quadro legal anterior ao DL 215-B/2012, os titulares de informações prévias favoráveis emitidas pela DGEG em data anterior à entrada em vigor deste diploma e que, até essa data, não fossem titulares de ponto de recepção.

4.2. O regime actual

No novo quadro regulatório introduzido pelo DL 215-B/2012, o DL 172/2006 passou a contemplar um capítulo II sobre a produção de electricidade em regime ordinário e um capítulo III referente à produção de electricidade em regime especial, o qual integra os aditados artigos 33º-D a 33º-Z. O novo tecido normativo introduz novidades no plano procedimental e remuneratório, como se verá de seguida.

4.2.1. Os procedimentos autorizativos

No quadro actual, o produtor de energia em regime especial — ou seja, o produtor de electricidade a partir de fontes renováveis²³ — pode ter que sujeitar-se a um de dois procedimentos autorizativos, nos termos do artigo 33.º-D/2 e 33.º-E/1 do DL 172/2006 (na redacção dada pelo DL 215-B/2012): licença de produção ou comunicação prévia²⁴. A licença é necessária quando:

- a potência de ligação à rede seja superior a 1 MVA;
- for aplicável a avaliação de impacto ambiental ou de incidências ambientais;
- a central esteja projectada para espaço marítimo sob jurisdição/soberania estadual; - o regime remuneratório seja o de remuneração garantida.

Todos os centros não abrangidos por estas hipóteses seguem o regime de comunicação prévia. O operador que obtiver licença de produção tem depois que se munir de licença de exploração, para iniciar actividade. Já os que recorrerem à comunicação prévia deverão solicitar um certificado de exploração (artigo 33.º-E/4 e 5 do DL 172/2006).

Condições de deferimento do pedido são as descritas no n.º 1 do artigo 33.º-F do DL 172/2006, as quais contemplam critérios ambientais, financeiros, técnicos e sociais. Note-se que, relativamente à falta de capacidade da rede para receber a energia produzida pelo novo produtor na data e local pretendidos, este pode prestar caução para reservar o ponto ou participar de imediato no reforço da rede por acordo com o respectivo operador (caso em que a prestação de caução é dispensável) — de acordo com os n.ºs 1, alínea b), 2, e 4 a 7 do artigo 33.º-F. Assinale-se também que, na lógica de favorecimento das energias renováveis, os operadores de rede devem dar prioridade aos centros electroprodutores em regime especial sobre os restantes (n.º 2 do artigo 33.º-W do DL 172/2006).

Passemos a analisar brevemente os dois procedimentos autorizativos.

a) O regime de comunicação prévia

O DL 172/2006 (no n.º 2 do artigo 33.º-I) remete para portaria a fixação do *iter* procedimental aplicável aos procedimentos de comunicação prévia. A Portaria 237/2013, de 24 de Julho (doravante Portaria 237/2013), veio estabelecer tal regime, que tramita electronicamente, junto do balcão único ou no site da DGEG (cfr. o artigo 4.º da Portaria 237/2013). O pedido é dirigido ao Director-Geral da DGEG, que aprecia a conformidade e manda pagar a taxa prevista no artigo 6.º da Portaria. Após a comprovação do pagamento desta, o órgão tem trinta e cinco dias para admitir ou rejeitar a comunicação prévia, podendo a admissão ser condicionada (cfr. o artigo 7.º

23. Que são, nos termos da alínea ff) do artigo 3º do DL 172/2006, as energias eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica, oceânica, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás.

24. Sobre o novo regime, veja-se Lourenço VILHENA DE FREITAS, **Direito Administrativo da Energia – Introdução**, Lisboa, 2013, pp. 76 segs.

da Portaria 237/2012). Admitida a instalação, o produtor deve solicitar ao operador de rede a ligação a esta, juntando cópia do pedido de emissão do certificado de exploração (artigo 11.º da Portaria 237/2012). Este, por seu turno, deve ser solicitado até ao limite de dois anos²⁵ sobre a data de admissão da comunicação prévia (de instalação), sob pena de caducidade desta (cfr. os artigos 9.º, nº 2, 10.º e 15.º, nº 1, alínea b) da Portaria 237/2012).

Sublinhe-se que os operadores submetidos à comunicação prévia não podem optar pelo regime de remuneração garantida previsto no nº 1 do artigo 33.º-G do DL 172/2006 — v. *infra*, **4.2.2**.

b) O regime de licenciamento

O DL 172/2006 dispõe sobre o procedimento e regime das licenças de produção em regime especial nos artigos 33.º-J a 33.º-U (com remissão para o regime de produção em regime ordinário, ressalvadas adaptações: artigos 33.º-N, e 18.º e segs. do DL 172/2006). Sem se entrar em excessivo detalhe, cumpre destacar:

i) que há períodos específicos para a apresentação dos pedidos de licença de produção (1 a 15 de Janeiro; Maio e Setembro de cada ano) — cfr. o nº 2 do artigo 33.º-J do DL 172/2006;

ii) que o requerente deverá informar a entidade licenciadora (o Ministério responsável pela pasta da energia ou a DGEG — cfr. o artigo 7.º-A do DL 172/2006) sobre a existência de capacidade de recepção e as condições de ligação à rede — cfr. o artigo 33.º-J, nº 3, alínea c) do DL 172/2006;

ii') que, em caso de opção pelo regime de remuneração garantida, o operador deverá garantir uma reserva de capacidade de injeção, nos termos descritos no artigo 33.º-G, nºs 3 a 9 do DL 172/2006 (que envolve um procedimento concursal de iniciativa pública ou procedimento análogo, que garanta princípios de igualdade e transparência na atribuição das respectivas reservas aos candidatos);

iii) que o requerente deverá comprovar a detenção de título de utilização do espaço (excepto para centrais hidroeléctricas) — cfr. artigo 33.º-J, nº 3, alínea e) do DL 172/2006;

iv) que o requerente deverá comprovar a obtenção de declaração de impacto ambiental (=DIA) ou declaração de incidências ambientais (=DIncA) favorável ou condicionalmente favorável — cfr. artigo 33.º-J, nº 3, alíneas g) e h) do DL 172/2006;

v) que, havendo mais do que um pedido, a entidade licenciadora deverá ordenar os pedidos de acordo com os critérios referidos no artigo 33.º-F (*supra* mencionados) — cfr. artigo 33.º-K do DL 172/2006;

vi) que a licença de produção, uma vez emitida, absorve as condicionantes

²⁵ Este prazo estende-se a seis anos, em caso de aproveitamentos hidroeléctricos — artigo 9º/2 da Portaria 237/2012.

estabelecidas da DIA ou da DInCA²⁶, vinculando o electroprodutor ao seu cumprimento²⁷ — cfr. o n.º 2 do artigo 33.º-M do DL 172/2006;

vii) que a licença de produção não está sujeita a prazo (cfr. o n.º 1 do artigo 33.º-O)²⁸, ficando, no entanto, a sua subsistência dependente de um conjunto de condições que, não sendo observadas, podem acarretar a sua extinção, por caducidade ou revogação, com inerente extinção da licença de exploração (cfr. artigos 33.º-O, 33.º-P, e 23.º a 25.º do DL 172/2006);

viii) que o electroprodutor não pode iniciar a sua actividade sem obter uma licença de exploração, nos termos do artigo 33.º-Q do DL 172/2006.

As centrais electroprodutoras de electricidade a partir de fontes renováveis oferecem claras vantagens do ponto de vista do resultado produzido: energia livre de emissões de gases com efeito de estufa. Porém, elas têm um lado (verde) escuro que se revela em serem, por um lado, “devoradoras de espaço” em razão da ocupação do solo/rio/mar que envolvem (e o solo é um bem escasso na grande maioria dos Estados desenvolvidos, ou por força da ocupação urbana, ou devido à ocupação industrial/comercial, ou ainda por causa de actividade agrícola/silvícola/pecuária) e, por outro lado, ameaças à biodiversidade. Estas “contra-indicações” das centrais electroprodutoras mereceram do legislador uma tentativa de “domesticação” a partir da metodologia da avaliação de impacto ambiental ou, nos casos em que esta não seja aplicável, pela avaliação de incidências ambientais.

O procedimento de avaliação de impacto ambiental está actualmente regulado no Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de Outubro (doravante, RAlA). Este diploma faz expressa alusão a grandes empreendimentos hidroeléctricos (Anexo I, n.º 15: barragens com capacidade superior a 10 milhões de m³) e outros do mesmo género mas com menor capacidade [Anexo II, n.º 10, alínea g)], bem como a aproveitamentos de energia hídrica de menor porte [Anexo II, n.º 3, alínea h)]; e a (alguns) parques eólicos [Anexo II, n.º 3, alínea i)]²⁹. O RAlA não menciona nem parques solares, nem parques de produção de energia das ondas, pelo que, dada a necessidade de tipificação que resulta do artigo 1.º/3, estes deverão seguir outra forma de avaliação

26. Note-se que a licença pode ser concedida tendo por base um estudo prévio ou anteprojecto, facto que a submete a uma condição resolutiva — da verificação de conformidade do projecto de execução com a respectiva DIA (artigo 33.º-M, n.º 3).

Sobre as consequências da verificação de não conformidade do RECAPE, nos termos do regime da avaliação de impacto ambiental anterior, veja-se Carla AMADO GOMES, **Introdução ao Direito do Ambiente**, Lisboa, 2012, pp. 119-120 (as considerações expendidas valem para o novo regime, hoje plasmado no artigo 21.º do DL 151-B/2013, de 31 de Outubro).

27. O artigo 25.º, n.º 1, alínea a), e n.ºs 2 e 3 do DL 172/2006 (aplicável *ex vi* o artigo 33.º-N) prescreve a possibilidade de revogação-sanção da licença por incumprimento dos deveres que lhe estão associados, sem embargo de se dar ao operador uma última oportunidade de rectificar a situação.

28. Ressalvados os casos em que a central electroprodutora esteja implantada em espaço cedido por um prazo determinado, hipóteses em que a licença de produção (e exploração) fica sujeita ao prazo inscrito no título de utilização (artigo 33.º-O, n.º 2 do DL 172/2006).

29. Nomeadamente, os que tiverem 20 ou mais torres aerogeradoras (em área não sensível) e 10 ou mais (em área sensível).

de impacto ambiental³⁰. Quanto aos projectos tipificados, cumpre assinalar que podem ser sujeitos a AIA projectos que se situem abaixo dos limiares: por decisão da entidade licenciadora (DGEG), quando se localizarem em áreas não sensíveis — cfr. o artigo 1.º, n.º 3, alínea iii); e por decisão da autoridade da AIA (Agência Portuguesa do Ambiente ou CCDR, nos termos do artigo 8.º do RAIA), quando se situarem em áreas sensíveis³¹. A decisão de submissão a AIA é tomada de acordo com os trâmites descritos no artigo 3.º do RAIA³².

O RAIA vem ainda estabelecer, no mesmo artigo 3.º, que alterações ou ampliações a projectos autorizados, executados ou em execução possam, em determinadas circunstâncias, ser sujeitos a AIA — circunstâncias essas descritas nas alíneas a), b) e c). Julgamos que o regime “de favor” de que gozava a energia eólica, actualmente plasmado no artigo 3.º do DL 225/2007 (com a redacção dada pelo artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de Maio)³³, que permite um sobreequipamento até 20% da capacidade instalada sujeito a mera comunicação prévia à DGEG, foi confirmado pela previsão do artigo 1.º, n.º 3, alínea b), subalínea ii) do RAIA (o qual isenta de AIA alterações ou ampliações que atinjam os limiares e que sejam, em si mesmas, iguais ou superiores a 20% da capacidade instalada ou da área de instalação do projecto existente)³⁴.

Os casos aos quais não seja aplicável a AIA e se situem em áreas sensíveis — zonas de Reserva Ecológica nacional; sítios da rede Natura 2000; zonas protegidas da Rede Nacional de Áreas Protegidas, nos termos do n.º 1 do artigo 33.º-R do DL 172/2006 — cairão sob a égide da avaliação de incidências ambientais. Deve recordar-se que este procedimento, que o DL 172/2006 descreve, tem a sua inspiração no Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de Abril, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de Fevereiro³⁵ (diplomas que incorporam o regime da rede Natura 2000=RRN2000) — o qual se revela altamente lacunar. A extensão desta metodologia a áreas outras que as de rede Natura 2000 é de aplaudir, desde logo por uma questão de harmonização de regimes com objectivos similares, afastando a caracterização da existência de valores de biodiversidade de primeira e de segunda. O que é criticável é que, em

30. Salvo se forem, por despacho ministerial conjunto emitido nos termos do artigo 1.º, n.º 4, sujeitos a esta metodologia.

31. Para a definição de áreas sensíveis, cfr. o artigo 2.º, alínea a) — note-se a diferença entre esta norma e o que resulta do n.º 1 do artigo 33.º-R do DL 172/2006: este inclui as áreas de REN, que o primeiro não considera; o RAIA abarca, em contrapartida, áreas de protecção de imóveis de interesse cultural, descartadas pelo DL 172/2006.

32. Esta norma, inovadora em face do regime anterior, acolhe uma diferença fundamental entre as decisões tomadas pela entidade coordenadora (relativamente a áreas não sensíveis) e a Autoridade da AIA (relativamente a áreas sensíveis): no primeiro caso, o silêncio vale não submissão; no segundo caso, vale submissão (cfr. os n.ºs 4 e 7 do artigo 3.º do RAIA).

33. O artigo 15.º, n.º 2, alínea d), segunda parte, do DL 215-B/2012 excepção o disposto nos artigos 3.º e 3.º-A a 3.º-C do DL 225/2007, da revogação operada pelo primeiro.

34. A pergunta que remanesce prende-se com a eventualidade de, situando-se tais parques em zonas sensíveis, escaparem ainda assim à avaliação de incidências ambientais (v. *infra*, no texto). Julgamos que o objectivo da norma especial é, justamente, o de consagrar um regime de isenção implícita — o qual, no entanto, poderá ser afastado pela DGEG, obrigando o operador à apresentação de um estudo de incidências ambientais.

35. O DL 140/99 foi objecto de uma segunda alteração pelo DL 156-A/2013, de 8 de Novembro.

nome da unificação, se degrade o nível de protecção — e que nessa degradação se incluam também os sítios da rede Natura 2000. Expliquemo-nos.

O DL 172/2006 admite a emissão de declarações de incidências ambientais condicionalmente favoráveis (cfr. o n.º 2 do artigo 33.º-T do DL 172/2006)³⁶, figura que, do nosso ponto de vista, o RRN2000 afasta taxativamente (cfr. o n.º 9 do artigo 10.º)³⁷. Isto porque o regime da rede Natura 2000 é especialmente restritivo, em razão da fragilidade dos valores de biodiversidade em jogo, não admitindo impactos significativos na estrutura da rede³⁸. Tal não significa, todavia, que estejam totalmente arredadas quaisquer intervenções nestes espaços, mas apenas que tais intervenções devem ser justificáveis à luz de um juízo político, que exprima a ponderação de interesses superiores à preservação ambiental e estatua sobre as medidas compensatórias e minimizatórias necessárias à implantação do empreendimento (cfr. o artigo 10.º/10 a 13 do RRN2000).

Este regime “de favor” dirigido à produção de electricidade em regime especial passa também pela adopção do silêncio endoprocedimental favorável em relação a pareceres obrigatórios solicitados ao Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas, I. P. (ICNF) (cfr. o n.º 8 do artigo 33.º-S do DL 172/2006) e ainda pela valoração positiva do silêncio do ministro responsável pela pasta do ambiente, competente para decidir sobre o pedido de avaliação de incidências ambientais (cfr. o n.º 3 do artigo 33.º-T do DL 172/2006). Note-se que esta norma, confrontada com o novo regime de AIA, deverá porventura ser objecto de interpretação correctiva, uma vez que agora apenas a DIA desfavorável é emitida pelo membro do Governo responsável pela área do ambiente (cfr. o n.º 7 do artigo 16.º do RAIA). Isto porque a Declaração de incidências ambientais, sendo diversa da DIA — porque adotada no âmbito de um procedimento diverso —, é moldada à medida desta (apenas com a especialidade de dever conter as “menções obrigatórias” descritas no n.º 6 do artigo 10.º do RJRN).

36. Ou seja, se são condicionalmente favoráveis é porque não são inquestionavelmente favoráveis, revelando riscos significativos de danos para os valores de biodiversidade, que terão que ser compensados antes de o projecto entrar em funcionamento e justificados do ponto de vista político-social.

37. Leia-se o dispositivo citado: “9. As acções, planos ou projectos previstos no n.º 1 apenas são autorizados quando tiver sido assegurado que não afectam a integridade do sítio da lista nacional de sítios, do sítio de interesse comunitário, da ZEC ou da ZPE em causa”. No mesmo sentido, o Acórdão do STA, de 5 de Abril de 2005, proc. 01456/03, e o Acórdão do TJUE, de 26 de Outubro de 2006, proc. C-239/04 (*Castro Verde*), onde o Tribunal de Justiça obtemperou que “... a autorização de um plano ou de um projecto como o aqui em causa só pode ser concedida na condição de as referidas autoridades terem a certeza de que é desprovido de efeitos prejudiciais para a integridade do sítio em questão. Assim acontece quando não subsiste nenhuma dúvida razoável, do ponto de vista científico, quanto à inexistência de tais efeitos”.

38. Refira-se que o TJUE sancionou, no Acórdão de 21 de Julho de 2011, proc. C-2/10, a proibição de instalação de novos parques eólicos não destinados ao autoconsumo em zonas de rede Natura 2000, decretada pela região de Puglia (Itália) no artigo 2.º da Lei 31, de 21 de Outubro de 2008, reconhecendo aos Estados-membros (e suas entidades regionais e locais) a possibilidade de, ao abrigo do princípio da protecção mais elevada, criarem regimes de tutela mais restritivos do que os previstos nas directivas da União Europeia (neste caso, a directiva 2009/28/CE) — deixando embora ao tribunal nacional a verificação da proporcionalidade da medida.

É certo que, neste caso, isso implicaria que fosse a DGEG a emitir a Declaração de incidências, o que claramente escapa às competências desta entidade. Em nossa opinião, o regime deveria ser alterado, atribuindo-se ao ICNF competência de emissão da DIA, se favorável, e sendo o seu parecer negativo vinculativo para o responsável pela área do ambiente no sentido de o obrigar a produzir uma declaração política justificando o interesse superior do projeto, a inexistência de alternativas e a incorporação de medidas compensatórias (nos termos do artigo 10º, n.ºs 10, 11 e 12 do RJRN2000) — na qual assentaria a licença de produção da central electroprodutora. Esta solução afigura-se-nos como inarredável, pelo menos para os sítios incluídos na rede Natura 2000, por força da vinculação ao Direito da União Europeia.

4.2.2. O regime remuneratório

O DL 215-B/2012 introduziu uma alteração profunda no regime remuneratório da produção de electricidade em regime especial, na medida em que afasta a aplicação exclusiva do sistema de remuneração garantida e bonificada (*feed-in tariff*). Ressalte-se que, até à entrada em vigor do DL 215-B/2012, toda a produção em regime especial beneficiava de uma obrigação de compra a preços bonificados, a qual impedia sobre o comercializador de último recurso (ou seja, a EDP – Serviço Universal, S. A.). A partir da entrada em vigor do diploma referido, a actividade de produção em regime especial pode ser exercida tanto ao abrigo do regime de remuneração garantida, como ao abrigo do regime geral, mediante a venda da electricidade produzida em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de electricidade.

Com efeito, o novo quadro legal resultante da alteração do DL 172/2006 pelo DL 215-B/2012 prevê duas fórmulas alternativas para a venda de electricidade: (i.) o regime geral e o (ii.) regime especial.

i.) No regime geral, os produtores vendem a electricidade produzida nos termos aplicáveis à produção em regime ordinário, em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de electricidade, incluindo com o facilitador de mercado ou com qualquer comercializador que agregue a produção. Como se observou no ponto anterior, este é o regime inerente aos procedimentos autorizativos que tramitam pelo modelo da comunicação prévia.

Cumpramos ressaltar aqui a importância da nova entidade introduzida pelo DL 215-B/2012: o “facilitador de mercado”. No novo enquadramento da produção de electricidade em regime especial, em que a remuneração garantida e bonificada passou a constituir o regime remuneratório supletivo, tornou-se necessária a criação de uma entidade que, mediante a atribuição de licença, fica obrigada a adquirir a energia produzida pelos produtores em regime especial com regime remuneratório geral que pretendam vender-lhe a referida energia. O facilitador fica, nos termos dos artigos 55.º-A a 55.º-D do DL 172/2006, na redacção introduzida pelo DL 215-B/2012, obrigado à sua colocação em mercado, dever que visa acautelar a posição mais frágil destes electroprodutores que, ficando privados da garantia de venda a

preço bonificado, ganham pelo menos a certeza de que conseguem escoar toda a energia produzida.

ii.) No regime de remuneração garantida, em que a electricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso contra o pagamento de uma remuneração atribuída ao centro electroprodutor durante o período de garantia, o exercício de atividade depende, previamente à obtenção da licença de produção e respectiva licença de exploração, da atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Eléctrica de Serviço Público (doravante, RESP)³⁹. Os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na RESP, bem como do licenciamento da atividade de produção no âmbito do regime especial da remuneração garantida, respectivos prazos de duração, condições de manutenção e de alteração foram estabelecidos através da Portaria 243/2013, de 2 de Agosto⁴⁰, que reserva o estabelecimento do regime remuneratório aplicável aos centros electroprodutores nela previstos para outra portaria, a aprovar pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

A aplicação desse regime remuneratório garantido fica, no entanto, dependente da atribuição da licença de produção e da respectiva licença de exploração — a qual, como vimos no ponto anterior, deverá ser obtida na sequência, entre outras condições, de submissão a uma iniciativa pública concursal a qual garantirá uma reserva de capacidade de injeção. Donde se conclui que, com o novo quadro jurídico aplicável à produção de electricidade em regime especial ao abrigo do regime remuneratório garantido, fica sob o controlo exclusivo do Governo a instalação de novos centros electroprodutores nessa modalidade, assim se demonstrando a motivação económica por detrás da sua adopção: reduzir a proliferação da produção em regime especial com remuneração garantida e bonificada.

4.2. As especificidades de regime das centrais eólicas

A produção de electricidade a partir do vento constitui a maior novidade na reconversão do pacote energético português⁴¹. De um valor registado de 16Gwh em 1995, este tipo de energia atingiu, em 2011, os 9.161 Gwh, e, em 2010, o seu contributo para o balanço energético português foi de 789%. O primeiro parque eólico português precedeu, na verdade, o enquadramento legislativo da matéria, tendo sido instalado na ilha de Porto Santo em 1983; no território continental, o pioneiro foi o parque eólico de Sines, em funcionamento desde 1992.

Apesar de sujeitos ao regime geral — antes consignado no DL 189/88, actualmente

39. Ao contrário do que sucedia até então, em que os interessados podiam espontaneamente instruir um pedido de atribuição de licença de produção em regime especial.

40. Retificada pela Declaração de rectificação 38-A/2013, de 1 de Outubro.

41. Em especial sobre este tipo de energia e seu incremento em Portugal, Rute SARAIVA e Nuno ALEIXO, **Energia e desenvolvimento sustentado. O caso das energias renováveis e da eólica em especial em Portugal**, in *Cadernos O Direito*, nº 3, 2008, pp. 215 segs.

descrito no DL 172/2006, alterado e republicado pelo DL 215-B/2012 —, os parques eólicos são, de entre os projectos de produção de energia a partir de fontes renováveis diversas da hídrica, aqueles que mais resistência têm provocado, quer junto das populações, quer — e sobretudo — junto das ONGAs⁴². Esta resistência deve-se primordialmente a que uma grande parte dos pontos de captação de vento se situa em cumeeiras incluídas em zonas protegidas, *maxime* de rede Natura 2000, localização que agrava as condicionantes a que devem ficar sujeitos⁴³. Outras situações prendem-se com a perturbação da paisagem, alterada pela irrupção das torres electrogeradoras.

Desde cedo que os Municípios reclamaram uma compensação em virtude da implantação dos parques nas suas circunscrições, a qual alegadamente provocaria ónus ambientais ao nível da perda de biodiversidade e/ou, da perda de receita turística. Essa compensação traduz-se na circunstância de os electroprodutores pagarem uma renda de 2,5% sobre o volume mensal de vendas à rede aos Municípios em cuja circunscrição se encontrem inseridas as suas instalações, “tendo presente a conveniência de reflectir uma repartição dos benefícios globais que lhe são inerentes a nível nacional e local” (n.º 27 do Anexo II ao DL 189/88, que se mantém em vigor por ressalva expressa do artigo 15.º, n.º 7 do DL 215-B/2012)^{44,45}.

Relativamente ao regime remuneratório e em face das normas transitórias introduzidas pelo DL 215-B/2012, importa salientar que as instalações eólicas com regime remuneratório garantido beneficiam de tal regime durante um período de quinze anos a contar da entrada em vigor do DL 33-A/2005 — isto, caso já se encontrassem em exploração em tal data ou, nos demais casos, a contar da data de atribuição da respectiva licença de exploração — ou até um montante máximo de energia entregue na rede. Este regime foi, no entanto, afectado pelo DL 35/2013 (já mencionado *supra*), que estabeleceu diversos novos regimes remuneratórios alternativos destinados a vigorar após os períodos iniciais de remuneração garantida, aplicáveis quer às instalações eólicas submetidas ao regime remuneratório de electricidade anterior ao DL 33-A/2005, quer às abrangidas pelo Anexo II do DL 189/88 (alterado pelo mesmo DL 35/2013) cuja capacidade de injeção na rede tenha sido atribuída através de procedimento concursal promovido ao abrigo do artigo 14º do DL 312/2001.

Assim, com a entrada em vigor do DL 35/2013, findo o período de remuneração

42. Muito negativas têm sido também as reacções das ONGAs à construção de novas barragens, nomeadamente à barragem do Sabor, por afectação irreversível de áreas de rede Natura 2000 — e sem embargo do volumoso pacote de medidas compensatórias, de *facere* e de *dare*, prestado pela empresa responsável pela obra e pela exploração, a EDP (veja-se o Acórdão do TCA-Sul de 23 de Setembro de 2010, proc. 04948/09).

43. Um exemplo paradigmático foi analisado pelo Acórdão do TCA-Sul, de 31 de Março de 2011 (proc. 06793/10) — anotado por Carla AMADO GOMES (**Nem tudo o vento levou...**, in *RMP*, n.º 133, 2013, pp. 127 segs).

44. Muito crítica relativamente ao pagamento desta taxa é Rute SARAIVA, **As pás da discórdia. Parques eólicos e direito de passagem aérea**, in *Estudos em homenagem ao Prof. Doutor Marcello Caetano no centenário do seu nascimento*, II, Lisboa, 2006, pp. 631 segs, 670- 671.

45. Segundo a informação de T. NASCIMENTO, os parques eólicos rendem mais de 6,5 milhões de euros por ano aos Municípios em rendas cobradas ao abrigo desta disposição — in *Água & Ambiente*, n.º 96, 2006, p. 42.

garantida, os titulares dos centros electroprodutores eólicos em jogo passam a poder optar entre:

i) beneficiar de uma tarifa a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, durante um período adicional de cinco anos (regime supletivo) — opção aplicável às instalações submetidas ao regime remuneratório de electricidade anterior ao DL 33-A/2005, de 16 de Fevereiro⁴⁶ e com licenças atribuídas fora de um procedimento concursal;

ii) beneficiar de uma extensão da capacidade máxima injectável na rede de 33 GWh para 44 GWh (em vinte anos, em vez dos actuais quinze anos)⁴⁷ — opção aplicável às centrais abrangidas pelo Anexo II do DL 189/88 cuja capacidade de injeção na rede tenha sido atribuída através de procedimento concursal,

Ou ainda, em alternativa aberta a ambas as categorias de centrais eólicas em questão, podem aderir a um dos seguintes regimes remuneratórios⁴⁸:

i) tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de € 74 MWh e de € 98 MWh, respectivamente, no período adicional de cinco anos;

ii) tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de € 60 MWh, no período adicional de cinco anos;

iii) tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de € 74 MWh e de € 98 MWh, respectivamente, no período adicional de sete anos;

iv) tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de € 60 MWh⁴⁹, no período adicional de sete anos.

Sublinhe-se que a adesão a qualquer um dos regimes alternativos implica o pagamento de uma compensação anual ao SEN, durante o período de oito anos (compreendidos entre 2013 e 2020), sendo a mesma calculada com base num valor de referência de € 5.000,00 por cada MW de potência instalada da central eólica [para os regimes alternativos identificados *supra*, em i) e ii)], e de € 5.800,00 por cada MW de potência instalada da central eólica [para os regimes alternativos identificados *supra* em iii) e iv)]. Após o decurso dos prazos acima enunciados, a electricidade produzida pelas centrais em causa passa a ser vendida em regime de mercado, sem prejuízo da possibilidade de acesso dos mesmos ao sistema de certificados verdes, que, à data e

46. Caso em que as centrais eólicas podem, em qualquer momento, e de modo irreversível, optar por aderir ao regime de remuneração em mercado, nos termos e condições estabelecidos no DL 35/2013.

47. Mediante requerimento que teria de ser apresentado para o efeito até ao dia 1 de Junho de 2013.

48. Valores estes sujeitos a revisão anual nos termos do n.º 6 do artigo 5.º do DL 35/2013 e, a partir de Junho de 2021, de actualização anual, de acordo com a taxa de inflação, sem habitação, no continente, referente aos doze meses anteriores (cfr. o n.º 7 do artigo 5.º do DL 35/2013).

49. Cfr. o artigo 5.º, n.ºs 2 e 3 do DL 35/2013.

nos termos da lei, possa eventualmente existir. A transição para o regime de venda em mercado é definitiva, obrigando à substituição da licença de exploração por uma nova licença.

Refira-se ainda que qualquer aumento da potência instalada dos centros electroprodutores após 1 de Março de 2013 fica submetido a um regime de remuneração a aprovar.

5. O regime autónomo da produção de electricidade a partir da energia das ondas (Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro)

Em 2008, o legislador português aprovou o Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro (doravante, DL 5/2008), a fim de suportar a exploração comercial da energia das ondas. Trata-se de um tipo de energia para o qual a costa portuguesa tem uma aptidão média e relativamente à qual desde 2005 se encontra menção na legislação, em termos de coeficiente de cálculo do kw/h⁵⁰.

O diploma que se refere é, na realidade, uma “lei-medida”, pois carece da qualidade da abstracção. Com efeito, o DL 5/2008 incide sobre uma zona de mar territorial bem determinada, a qual, por se tratar de domínio público marítimo, só pode ser ocupada privativamente através de contratos de concessão — de exploração em regime de serviço público e de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público para produção de energia das ondas

O legislador traçou então uma metodologia bifásica, que passa, num primeiro momento, pela constituição de uma zona piloto que foi dada, em 2010, em concessão, por um período de 45 anos, à *Enondas, Energia das Ondas, S. A.*, entidade que, numa segunda fase, atribuirá as licenças de instalação de engenhos electroprodutores, os quais poderão funcionar segundo um de três modelos, de viabilidade gradual: demonstração de conceito, pré-comercial e comercial (cfr. o artigo 21.º do DL 5/2008)⁵¹.

O sucesso deste projecto depende decisivamente da efectivação de dois tipos de ligação: da zona piloto a uma central receptora em terra e desta central à rede de distribuição nacional. Estas ligações importam em milhões de euros e, como os dispositivos já instalados estão ainda em fase pré-comercial, não foram ainda concretizadas e não se prevê a sua realização a curto prazo.

O regime remuneratório está dependente de portaria ministerial sujeita a parecer prévio da ERSE, portaria essa ainda não publicada uma vez que o regime de produção não atingiu ainda o nível comercial. Quando se atingir tal nível, será questionável se o preço do Kw poderá ser inferior ao estabelecido na legislação em vigor à data do

50. Cfr. a alteração à alínea g) do ponto 20 do Anexo II ao DL 189/88 (na redacção que lhe foi dada pelo DL 168/99, de 18 de Maio, alterada pelo DL 339-C/2001, de 29 de Dezembro) pelo DL 33-A/2005.

51. Para melhor elucidação sobre estes regimes, veja-se Carla AMADO GOMES, **Ondas renováveis: sobre o DL 5/2008, de 8 de Janeiro, e outras considerações na sua orla**, em curso de publicação na revista *O Direito*.

contrato — ou seja, o Anexo II do DL 189/88, na redacção dada pelo DL 33-A/2005. Ainda que assim se entendesse, porém, dado estarmos em presença de um contrato administrativo, sempre o Governo poderá alterar unilateralmente a tarifa, embora com respeito pelo princípio do equilíbrio financeiro do contrato (cfr. o artigo 282.º do Código dos Contratos Públicos, doravante CCP).

6. O regime das centrais fotovoltaicas (Decreto-Lei n.º 132-A/2010, de 21 de Dezembro)

Com o DL 132-A/2010, pretendeu o Governo organizar o lançamento de procedimentos concursais para atribuição de capacidade de injeção na rede (no máximo de 150 MVA) e pontos de recepção associados, incluindo a tecnologia solar fotovoltaica de concentração (cfr. o artigo 1.º do mencionado diploma), para, desse modo, aproveitar a energia eléctrica proveniente de centrais solares fotovoltaicas detidas por particulares

Desde logo se anota uma diferença fundamental relativamente a uma primeira fase das renováveis em Portugal: o procedimento concursal, que pressupõe uma iniciativa pública. Esta metodologia justifica-se em razão de duas condicionantes muito particulares da produção de energia a partir de fontes renováveis: por um lado, a sua “voracidade espacial”, ou seja, a necessidade de (extensa) ocupação do solo pelos equipamentos de captação — sendo certo que o solo é um bem escasso nos países ocidentais; por outro lado, a capacidade limitada de recepção da rede eléctrica nacional. A estas duas condicionantes técnicas acresce recentemente a incompatibilidade estatal de suportação da factura das tarifas bonificadas da electricidade produzida a partir de fontes renováveis, que determinou, como se observou *supra* (4.2.2.) a alteração da concessão de licenças aos electroprodutores em regime especial num sentido fortemente restritivo.

Cumprе ressaltar que o diploma não pretende esgotar toda a regulação da produção de energia através de painéis fotovoltaicos, pois apenas almeja regular o específico aspecto do procedimento concursal de venda de energia, por parte dos produtores privados, à RESP. Do seu âmbito ficam excluídos, nomeadamente, os pequenos produtores que apenas pretendem produzir energia para seu consumo próprio, sem intuito de lucrar com a venda de energia à rede — actividade essa que mereceu incentivos fiscais, num primeiro momento, mas que têm vindo a ser abandonados.

A promoção de procedimentos concursais é de iniciativa pública, cabendo, em concreto, ao membro do Governo responsável pela área da energia – cfr. o artigo 2.º do DL 132-A/2010.

Em primeiro lugar, o procedimento seguirá as normas do próprio DL 132-A/2010 [cfr. a alínea a) do artigo 2.º]. Em segundo lugar, deve obediência ao lastro das respectivas peças do procedimento, com destaque para o programa dos procedimentos e para o caderno de encargos [cfr. a alínea b) do artigo 2.º]. Em terceiro lugar, faz-se apelo ao regime relativo à gestão de capacidade de energia, aprovado pelo DL 312/2001, na redacção introduzida pelo DL 33-A/2005 [alínea c)]. Por último, são chamados a reger o procedimento concursal, os princípios previstos no n.º 4 do artigo 1.º do CCP [cfr. a alínea d) do artigo 2.º]. Sublinhe-se que, em nosso entender, se poderão aplicar,

numa lógica de subsidiariedade, preceitos do CCP aptos a disciplinar determinados aspectos do procedimento concursal, que se encontrem omissos nos diplomas acima elencados, quando a identidade de situações o recomendar.

O artigo 4.º do DL 132-A/2010, por sua vez, vem estabelecer uma regra especial quanto ao critério de adjudicação a adoptar: será sempre o da mais elevada contrapartida financeira para o Estado. Esta é uma solução cuja bondade pode ser questionada, na medida em que apenas permite que se olhe ao factor financeiro, o que poderá levar a que se descurem outros critérios relevantes, *maxime* o impacto ambiental e/ou paisagístico de cada uma das instalações presentes no concurso. Frise-se, porém, que as propostas deverão ir devidamente instruídas com a análise destes impactos, nomeadamente acompanhadas de DIAs — tal como iriam caso seguissem a tramitação de licenciamento disciplinada no DL 172/2006, conforme sinteticamente expusemos *supra*, 4.2.

Apurado o adjudicatário através do procedimento concursal, é celebrado o contrato, nos termos do artigo 5.º. Note-se a singularidade de a contrapartida a ser paga ao Estado dever ser liquidada quer antes de o operador receber a sua própria remuneração pela (futura) venda de electricidade, quer mesmo antes da celebração do contrato, ficando a adjudicação sem efeito se não for feita prova do pagamento (cfr. o artigo 5.º, nº 4) — uma solução que, evidentemente, desonera o Estado de recorrer à cobrança coerciva do montante da contrapartida, caso o adjudicatário se revele incumpridor.

Celebrado o contrato, nasce entre o operador e o Estado uma relação jurídica composta por uma série de direitos e deveres recíprocos. O diploma apenas elenca *expressis verbis* os direitos e os deveres do adjudicatário, sendo no entanto fácil apurar quais serão os direitos e os deveres do Estado, na medida em que tendencialmente uns serão correlativos dos outros.

Assim, o adjudicatário terá: i) direito a uma reserva de capacidade de potência, a ser injectada nas redes do sistema eléctrico de serviço público; e, ii) direito a uma remuneração pelo fornecimento de electricidade à rede (cfr. o artigo 6.º).

Por seu turno, são deveres do adjudicatário os elencados no artigo 8.º: i) pagar a contrapartida ao Estado [alínea a)]; ii) requerer a atribuição do ponto de recepção de energia, bem como todas as outras licenças e autorizações necessárias à construção e exploração da central solar, celebrando todos os contratos necessários à aquisição da disponibilidade dos terrenos necessários à exploração da central solar [alíneas b), c) e e)]; construir a central solar, e assegurar a sua exploração no prazo estipulado na lei, no procedimento concursal, ou no próprio contrato [alínea d)].

No artigo 10.º é ressalvada a possibilidade de se revogar a decisão de contratar, a *qualquer momento* (leia-se: até à celebração do contrato), *extinguindo-se o procedimento*, em nome do *interesse público*. Muito poderia ser dito, e equacionado, acerca deste enigmático “cheque em branco” para extinção do procedimento concursal. No entanto, apenas ressaltaremos que caso se revogue, ao abrigo desta disposição, a decisão de contratar, os concorrentes que, comprovadamente, já tenham incorrido em custos, deverão ser compensados por facto lícito caso demonstrem danos especiais e anormais, pois não lhes deverão ser imputados os danos e/ou os

gastos que excedam a álea dos prejuízos inerentes à vida em sociedade resultantes de o Estado ter vindo a dar o *dito pelo não dito* e extinguir um procedimento concursal que havia iniciado, e em relação ao qual havia criado a expectativa da sua conclusão.

Porventura melhor seria o legislador ter previsto expressamente o direito a esta compensação, à semelhança do que fez no regime das centrais mini-hídricas, como *infra* se observará. Não tendo sido esta a opção, sempre restará o recurso ao regime geral, designadamente ao artigo 16.º do regime aprovado pela Lei n.º 67/2007, de 31 de Dezembro, caso os danos se revelem especiais e anormais — de outro modo, estar-se-ia a assumir, em razão da não consagração expressa do eventual direito à compensação, a sua exclusão liminar, o que não é conforme com os princípios gerais básicos de um Estado de Direito⁵².

As normas técnicas relativas ao cálculo dos montantes da remuneração do operador e da contrapartida a atribuir ao Estado constam dos artigos 6.º e 9.º do DL 132-A/2010, respectivamente. Recorde-se que a norma transitória prevista no artigo 15.º do DL 215-B/2012 salvaguardou estes regimes de qualquer alteração (v. *supra*, 4.1.).

7. O regime das centrais míni-hídricas (Decreto-Lei n.º 126/2010, de 23 de Novembro)

O impulso decisivo para o lançamento de uma nova base jurídica para a utilização de energia proveniente de pequenos aproveitamentos hidroeléctricos — o regime das centrais mini-hídricas, como também é conhecido — foi dado pela Resolução do Conselho de Ministros 72/2010, de 15 de Abril. Esta resolução reconheceu a demasiada complexidade do regime então vigente e a necessidade da sua simplificação — condição tida por necessária para se atingir a meta definida na Estratégia Nacional para a Energia de 2020 (ENE 2020), de produção de 250 MW de energia em centrais mini-hídricas.

Portugal tem, na verdade, um potencial hídrico significativo, que não se encontra inteiramente explorado, sendo um dos Estados da União Europeia com maior potencial⁵³. Foi justamente este quadro de subexploração que o DL 126/2010, emanado na sequência da referida Resolução, pretendeu inverter.

Extrai-se desse diploma legal que a implementação das centrais mini-hídricas se realiza através de um procedimento concursal, em que ao contraente seleccionado serão simultaneamente atribuídas, por um lado, uma concessão para a utilização privativa de recursos hídricos do domínio público, e por outro lado, uma reserva de recepção da energia que o operador produzir na sua central mini-hídrica até um máximo de 20 MW (artigo 1.º, n.ºs 1 e 2).

52. Claro que a norma também pode ser lida no sentido de excluir, à partida, qualquer expectativa de conclusão do procedimento concursal, o que eximiria o contraente público de toda e qualquer obrigação indemnizatória. Julgamos que a solução do texto é mais consentânea com imperativos mínimos de justiça que, a serem descartados, poderão deixar desertos tais procedimentos.

53. Como refere o preâmbulo do DL 126/2010, de 23 de Novembro.

A promoção dos procedimentos para a instalação das centrais é, à semelhança do que sucede no plano da geração de energia solar, de iniciativa pública, cabendo, em concreto, aos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, da energia e do ambiente (cfr. o artigo 2.º, nº 1 do mencionado Decreto-Lei).

Quando, para instalação em determinado local, um particular já tivesse apresentado um pedido de atribuição de concessão de exploração do domínio hídrico, tendo vindo posteriormente a surgir uma iniciativa pública para atribuição de uma concessão no mesmo local, o pedido do particular será, em regra, preterido em favor do resultado da iniciativa pública (cfr. o n.º 3 do artigo 2.º). Nesse quadro, o pedido do particular deverá ser indeferido e o respectivo procedimento extinto, ainda que já tenha obtido parecer favorável — mas apenas nos casos referenciados no artigo 2.º, nº 4, ou seja:

i) quando não tenha havido manifestações de interesse por parte de outros interessados, pois se estas existirem pressupõe-se que a concorrência está assegurada, e não há necessidade de deixar *cair por terra* o procedimento já iniciado; ou,

ii) quando, apesar de já se terem manifestado outros interessados, não tenha ainda sido aberto procedimento concursal. Aqui, estando ainda o procedimento numa fase embrionária, pressupõe o legislador que não será particularmente prejudicial para os concorrentes declará-lo extinto, dando assim preferência ao procedimento de iniciativa pública; ou ainda,

iii) sempre que, ainda que existam outros candidatos e que já tenha sido aberto procedimento concursal, não haja decisão final de atribuição da concessão, deverá também o procedimento de iniciativa pública prevalecer — note-se que esta hipótese retira grande parte da relevância às alíneas antecedentes.

Daqui podemos extrair a conclusão de que, sempre que não tenha havido ainda decisão final no procedimento de iniciativa particular e que seja lançado um procedimento de iniciativa pública, deverá prevalecer o procedimento de iniciativa pública. Voltamos a sublinhar as duas condicionantes técnicas que recomendam a iniciativa pública, ainda que a actividade seja essencialmente privada: a escassez de espaço (neste caso, agravada pelo facto de se tratar de bens do domínio público); e a limitada capacidade de recepção da rede eléctrica nacional.

Ressalte-se, ainda, que, sempre que um interessado veja o procedimento em que estava inserido ser extinto em virtude da superveniência de um procedimento de iniciativa pública, terá direito a ser indemnizado pelos encargos em que comprovadamente incorrer com a elaboração das propostas (cfr. o artigo 2.º, nº 5). Esta solução, embora já decorresse do regime geral da Lei n.º 67/2007, de 31 de Dezembro, constituiu, sem dúvida, um factor de clarificação e de maior conforto para os candidatos a operadores.

Estabelece, por sua vez, o artigo 3.º do DL 126/2010 que a selecção das entidades privadas para efeitos de atribuição das concessões e da capacidade de injeção de energia é realizada através de concurso público, o qual se regerá pelo programa do procedimento, caderno de encargos, e, subsidiariamente, pelo CCP. Isto porque, admitindo o diploma [no artigo 2.º, nº 4, alínea a)] que, nos procedimentos de iniciativa particular, possa haver outros *particulares interessados*, deverá sempre

ser publicitado que está a correr um procedimento de licenciamento de uma central mini-hídrica, para que os eventuais outros interessados possam ter conhecimento, e possam assumir formalmente o papel de *interessados* (ou *rectius*: de contra-interessados, como é usual chamar-lhes). Existindo mais candidatos a um mesmo ponto de instalação, será então lançado um concurso público com vista a escolher o interessado melhor preparado para a construção e exploração da central mini-hídrica.

Uma vez seleccionado o operador, ou através do procedimento concursal de iniciativa pública, ou através de procedimento de iniciativa particular, são celebrados entre aquele e o Estado um contrato de implementação e um contrato de concessão (cfr. o artigo 6.º, nº 1), os quais constituirão os instrumentos autorizativos necessários para a atribuição da reserva de recepção de energia pela rede pública e para a utilização do domínio público, respectivamente. À semelhança do que sucede no âmbito do regime das centrais fotovoltaicas, a contrapartida ao Estado deverá ser paga antes da celebração dos contratos.

Com a celebração dos contratos, ficam adjudicatário e Estado investidos numa série de direitos e deveres recíprocos. Quanto ao adjudicatário (melhor seria o diploma referir-se ao contraente privado, pois o contrato já foi celebrado) tem direito: ao exclusivo de exploração e promoção dos recursos hídricos objecto do concurso (alínea a) do artigo 7.º); à reserva de capacidade de injeção da energia que produzir na rede pública [alínea b)]; à remuneração pelo seu fornecimento de energia [alínea c)].

Em contrapartida, fica investido nos deveres: de pagar a renda [alínea a) do n.º 1 do artigo 8.º]; de conceber o projecto de construção dos aproveitamentos hidroeléctricos e demais documentos exigidos no programa do concurso [alínea b)]; de promover e obter a emissão dos actos autorizativos necessários à exploração dos aproveitamentos hidroeléctricos em matéria ambiental e de energia, e necessários à instalação dos aproveitamentos hidroeléctricos, bem como os que possibilitem a construção da central [alíneas c), d), e), f) e g)].

As regras técnicas para determinar o regime da contrapartida e da remuneração para o operador constam dos artigos 9.º e 10.º do DL 126/2010, respectivamente. Ressalte-se, como já se fez no ponto anterior, que a norma transitória consagrada no artigo 15.º do DL 215-B/2012 salvaguardou estes regimes de qualquer alteração (v. *supra*, 4.1.).

8. O regime das centrais dedicadas a biomassa florestal (Decreto-Lei n.º 5/2011, de 10 de Janeiro)

Os objectivos estabelecidos pela já referida Estratégia Nacional de Energia — nomeadamente, o de atingir, até 2020, a meta de 31% de energia consumida proveniente de fontes renováveis — impuseram uma atenção especial à possibilidade de obtenção de energia oriunda da fracção biodegradável de produtos, resíduos e detritos de origem biológica provenientes da floresta ou de outras plantações⁵⁴, isto

54. Definição oferecida pelo preâmbulo do DL 5/2011, de 10 de Janeiro.

é, da biomassa.

É neste contexto que surge o DL 5/2011, de 10 de Janeiro. Trata-se de um pequeno diploma, sem a extensão dos seus congéneres relativos a outras fontes de energias renováveis, que se destina a promover a produção e o aproveitamento de biomassa, de modo a garantir o abastecimento das centrais dedicadas à biomassa florestal, e fixando também o incentivo à venda da electricidade proveniente das mesmas (artigo 1.º, nº 1 do DL 5/2011).

Começa o diploma por oferecer uma definição de *central dedicada à biomassa florestal*, partindo de um duplo critério:

i) Numa primeira acepção, *central dedicada à biomassa florestal* será a central construída, ou a construir, na sequência dos concursos públicos, destinados a acolher na rede pública a energia produzida por estas centrais, *lançados em 2006 pela Direcção-Geral de Geologia e Energia* [alínea a), do n.º 2 do artigo 1.º]. Tal fórmula deixa implícito que não se considerarão centrais de biomassa, para efeitos do diploma, as que, embora produzindo energia a partir da biomassa, não tenham sido, ou não venham a ser construídas na sequência do referido concurso lançado em 2006 (e não se encontrem abrangidas pela acepção seguinte). Num diploma em que, assumidamente, se pretende universalizar o incentivo à construção e exploração deste tipo de centrais, fomentando o uso de energias renováveis e diminuindo-se assim a dependência energética do exterior, observa-se que esta é uma solução bastante discutível;

ii) Numa segunda acepção, são consideradas centrais de biomassa as que não estejam ainda em exploração, mas cuja autorização de instalação se encontre atribuída à data da entrada em vigor do presente Decreto-Lei.

Aferindo-se a existência de uma central de biomassa, nos termos acima referidos, o seu produtor fica investindo numa série de deveres, elencados no artigo 2.º: organizar e manter um sistema de registos que permita identificar as fontes do aprovisionamento e os consumos da central [alínea a)]; apresentar um plano de acção para 10 anos visando a sustentabilidade a prazo do aprovisionamento da central [alínea b)]; coordenar a programação dos períodos de manutenção destas centrais com o operador da rede de transporte [alínea c)].

O regime do incentivo à construção e exploração de centrais consta do artigo 3.º, o qual estipula um coeficiente que deve ser inserido numa complexa fórmula presente no DL 189/88 — actualmente revogado. cremos, todavia, que a revogação deste diploma não impede a subsistência deste coeficiente relativamente às centrais de biomassa nas acepções descritas, na medida em que o DL 5/2011 acaba por se reconduzir, à semelhança do DL 5/2008 — embora por razões diversas —, a um “regime-medida”, com destinatários perfeitamente identificáveis e com uma delimitação temporal precisamente definida⁵⁵.

55. Deve sublinhar-se, contudo, que a norma transitória do DL 215-B/2012, não ressalva expressamente este regime, ao contrário do que determina relativamente às centrais mini-hídri-

Deve acrescentar-se ainda que apenas podem beneficiar dos incentivos as centrais dedicadas de biomassa, identificadas no n.º 2 do artigo 1.º⁵⁶, que cumpram os deveres do artigo 2.º, e que já estejam em funções à data da entrada em vigor do DL 5/2011, ou que tenham iniciado a exploração até 31 de Dezembro de 2013, ou excepcionalmente, até 31 de Dezembro de 2014, se dependerem de Avaliação de Impacto Ambiental ou de Incidências Ambientais para iniciarem a sua laboração.

9. A Directiva 2003/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de Maio, e o Decreto-Lei n.º 62/2006, de 21 de Março, actualmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de Outubro, sobre biocombustíveis⁵⁷

A produção e comercialização de biocombustíveis foi pela primeira vez regulada através do Decreto-Lei n.º 62/2006, de 21 de Março (doravante, DL 62/2006), que transpôs para a ordem interna a Directiva 2003/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de Maio. Como esta não fixava qualquer meta vinculativa, os efeitos foram escassos, quer no plano da produção (interna), quer no plano da comercialização. Este estado de coisas alterou-se com a entrada em vigor da Directiva 2009/28/CE, na medida em que aí se fixa a meta de 10% de utilização de biocombustíveis em veículos de circulação rodoviária até 2020. O legislador nacional transpôs os artigos desta directiva relativos aos biocombustíveis através do Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de Outubro (com a redacção introduzida pelo DL n.º 6/2012, de 17 de Janeiro, e por seu turno modificada pelo DL n.º 224/2012, de 16 de Outubro)⁵⁸, de cujo regime destacaríamos os seguintes aspectos:

i) Obrigação de incorporação, pelas entidades que introduzam combustíveis no mercado, de percentuais (relativos às quantidades totais de combustíveis que introduzam) correspondentes a:

“a) 2011 e 2012 — 5,0 %; b) 2013 e 2014 — 5,5 %;

c) 2015 e 2016 — 7,5 %;

d) 2017 e 2018 — 9,0 %;

e) 2019 e 2020 — 10,0 %” (cfr. artigo 11.º)

ii) Obrigação de incorporação, relativamente ao biodiesel, de 6,75% até final do ano de 2014 (artigo 28.º);

iii) Manutenção da figura do “pequeno produtor dedicado” (prevista no DL 62/2006), ou seja, aquele que faça “um aproveitamento de resíduos ou detritos igual ou superior a 60 %, em massa, da matéria-prima consumida na

cas e fotovoltaicas.

56. Reiteramos a crítica acima aduzida: todas as demais centrais de biomassa, que não as abrangidas pelo n.º 2 do artigo 1.º, não beneficiarão do regime de incentivo. Num diploma deste tipo, seria desejável uma *vis* expansiva, e não restritiva.

57. Revogação que não incidiu sobre os artigos 6.º e 7.º do DL 62/2006.

58. Este diploma suspendeu a vigência do disposto no artigo 15.º, n.º 1 do DL 117/2010 desde 1 de Julho de 2011 a 1 de Janeiro de 2013, em razão de atrasos verificados tanto a nível nacional como eurocomunitário.

instalação para a produção de biocombustíveis na instalação para projectos de aproveitamento de resíduos ou detritos” (artigo 19.º);

iv) Emissão de títulos de biocombustíveis (TdB), válidos por dois anos, comprovativos da incorporação de uma tonelada equivalente de petróleo em biocombustível substituído de gasolina, do gasóleo ou de outros combustíveis (artigo 13.º), transaccionáveis através de uma plataforma electrónica (artigo 17.º);

v) Obrigação de prestação de informação sobre o cumprimento dos critérios de sustentabilidade na produção do biocombustível e sobre a origem do mesmo como pressuposto da emissão do TdB (artigo 16.º).

Vale a pena realçar a importância da definição dos critérios de sustentabilidade ecológica incluídos na Directiva 2009/28/CE (artigo 17) e assimilados pelo diploma português (Cap. II), que pretendem promover a harmonia entre os objectivos de redução das emissões de dióxido de carbono para a atmosfera através da redução da emissão de CO₂ resultante da utilização de combustíveis fósseis e o custo ecológico em que o aproveitamento de terrenos para cultivo de matéria-prima de produção dos biocombustíveis pode importar⁵⁹. A Portaria 8/2012, de 4 de Janeiro, aprovou o *Regulamento de funcionamento da Entidade Coordenadora do Cumprimento dos Critérios de Sustentabilidade*, entidade que detém competência para proceder ao enquadramento das matérias-primas que beneficiarão da bonificação, através do seu Conselho Técnico, bem assim como e desde logo, para verificar o cumprimento dos critérios de sustentabilidade e emitir os TdB (artigos 3º e 11º do Regulamento).

Cumprir referir que este regime não se encontra ainda em vigor, em razão de atrasos vários que motivaram a (dupla) suspensão de emissão dos TdB. Assim, o DL 6/2012, de 17 de Janeiro, suspendeu a vigência do disposto no artigo 15º, nº 1 do DL 117/2010 (relativo à emissão de TdB) desde 1 de Julho de 2011 a 1 de Janeiro de 2013, e o DL 224/2012, de 16 de Outubro, prorrogou essa suspensão até 1 de Julho de 2014.

10. Renováveis em Portugal: um passado auspicioso, um presente suspenso de... um futuro frágil?

Como se observou no início, Portugal promoveu um processo de reconversão energética muito significativo nas últimas duas décadas, sobretudo através da instalação de centenas de parques eólicos e do aprofundamento do aproveitamento de energia hídrica. Até finais da primeira década do século XXI, esta evolução era considerada muito positiva: em relatório de 2011, a OECD previa a continuação

59. Mais detalhadamente sobre estes critérios, Carla AMADO GOMES, **Os biocombustíveis na União Europeia: uma outra natureza da natureza**, in *Ambiente & Energia, Actas do Colóquio realizado na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa nos dias 20 e 21 de Outubro de 2010*, no âmbito do ICJP, coord. de Carla AMADO GOMES e Tiago ANTUNES, Lisboa, 2011, pp. 103 segs, esp. 111 segs — disponível em http://www.icjp.pt/system/files/files/ebook/ebook_completo2/ebook_AmbienteEnergia_completo.pdf ISBN: 978-989-97410-3-4

do crescimento, com geração de cerca de 10.000 postos de trabalho, directos e indirectos, ligados às energias renováveis, e criação de um *cluster* industrial ligado à energia eólica⁶⁰; em finais de 2012, o CCPI (*Climate Change Performance Index*), coloca Portugal no 14.º lugar (em 58 Estados) relativamente ao seu desempenho ambiental, ainda merecendo a classificação de *Bom* no tocante às políticas de combate às alterações climáticas (apenas 10 Estados se encontram neste grupo)⁶¹ — com base em três indicadores: nível de emissões de CO₂; produção de energias renováveis; medidas de promoção da eficiência energética; o Primeiro Relatório de Progresso apresentado à Comissão Europeia, ao abrigo do artigo 22º da Directiva 2009/28/CE — *Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) Portugal*—, confirma que, tanto em 2009 como em 2010, Portugal já está a cumprir a meta estabelecida para 2020 quanto à produção de electricidade, ou seja, regista uma produção total de energia eléctrica a partir de fontes renováveis de 38.4% (2009) e 41.2% (2010)⁶²; já no tocante aos biocombustíveis, o desempenho é menos bom, ficando-se apenas pelos 3.87% (2009) e 5.59% (2010).

Se o passado é auspicioso, o presente, todavia, é sombrio. A crise económico-financeira que se abateu sobre Portugal — e que, em 2010, forçou um pedido de resgate à Troika — fez travar a fundo o aprofundamento da reconversão energética, em várias frentes:

i) O Governo, através do DL 25/2012, suspendeu todos os pedidos de injeção na rede eléctrica ainda não aprovados à data da sua entrada em vigor, bem assim como as instalações cujo ponto de recepção ainda se não encontrasse atribuído⁶³, até 2014. Esta suspensão veio a ser levantada antes do termo previsto, pelo DL 215-B/2012, mas não deixou de marcar negativamente a tendência de incentivo às renováveis que se vinha verificando;

ii) Relativamente aos contratos vigentes, houve reduções de tarifas na microprodução de energia fotovoltaica por força da emissão da Portaria 431/2012, de 31 de Dezembro, na qual o Governo determinou um corte em 50% na tarifa paga às famílias e às empresas que produzem electricidade a partir de energia solar, a partir de 1 de Janeiro de 2013 (a microprodução passa a receber 16,6 cêntimos por kwh de energia produzido, contra os 32,6 cêntimos pagos em 2012);

iii) Nas licenças de instalação de parques eólicos e solares, o Governo tem vindo a renegociar as tarifas, facto que constitui um óbvio desincentivo. O exemplo da eólica é ilustrativo: de 0,82/MgW em 2001 desceu para 0,61/MgW em 2011⁶⁴. A redução das tarifas da eólica na sequência de operações de sobreequipamento (ao abrigo do DL 288/2007) também contribuiu para reduzir os montantes de subsidiação;

60. **Revisão do desempenho ambiental – Portugal 2011**, OECD, pág. 5 — disponível em www.oecd.org/portugal/47466384.pdf

61. **The Climate Change Performance Index - Results 2012**, Greenwatch & Can Europe, disponível em <http://germanwatch.org/klima/ccpi.htm>

62. Disponível em http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/2011_en.htm - Portugal.

63. Veja-se também o Despacho nº 3316/2012, dos Ministérios da Economia e do Emprego e da Agricultura, do Mar, do Ambiente e do Ordenamento do Território, de 27 de Fevereiro, publicado no DR, II série, de 6 Março de 2012.

64. Dados da APREN.

iv) Alguns empreendimentos hidroeléctricos de grande vulto e vários parques eólicos têm enfrentado resistência popular e litígios judiciais, muito por duvidoso cumprimento das condicionantes ambientais. Tais episódios retardam o andamento dos empreendimentos e avolumam o seu custo, o que constitui desincentivo para futuros projectos;

v) A crise financeira tem levado os bancos a contrair a concessão de crédito, condição essencial ao financiamento dos projectos de aproveitamento de energias renováveis, que lidam com equipamentos caros, importando um investimento de partida difícil de levar por diante sem recurso ao crédito bancário;

vi) As deduções fiscais concedidas a pequenos produtores praticamente desapareceram em 2013, sendo este ano permitido deduzir até ao limite de € 100 com a instalação de painéis solares (até 2011, os contribuintes podiam deduzir 30% dos gastos com equipamentos como vidros duplos ou a instalação de painéis solares, por exemplo, com um limite de 803 euros);

vii) O regime de certificação de biocombustíveis teima em não arrancar...

Em suma, constata-se que as opções em matéria de política energética em Portugal, sobretudo no que diz respeito ao investimento na produção de energia a partir de fontes renováveis, ainda não estão totalmente consolidadas e que, por conseguinte, a aposta no desenvolvimento das fontes de energia renovável é ainda, em certa medida, refém de oscilações não só de ciclo económico, mas também político. Não obstante, também se torna evidente, a partir da observação da evolução do quadro português ao longo das últimas duas décadas, que o processo de reconversão energética posto em marcha já permitiu a Portugal alcançar um lugar honroso, no contexto da União Europeia, em termos de cumprimento de metas sobre o peso das fontes renováveis no consumo final de energia. Além disso, logrou também produzir uma consciencialização colectiva acerca do papel a desempenhar por estas fontes energéticas em termos ambientais, assim como uma maior apetência, por parte do investimento privado, por este setor e, em geral, pelo mercado da designada “economia verde”.
