



INSTITUTO  
MIGUEL GALVÃO TELES

# O NOVO REGIME JURÍDICO DO SETOR ELÉTRICO

Comentários ao Decreto-Lei n.º 15/2022,  
de 14 de janeiro

## **INSTITUTO MIGUEL GALVÃO TELES**

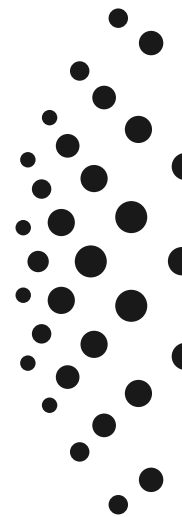
O Instituto Miguel Galvão Teles (IMGT), criado no final de 2015 no seio da Morais Leitão, Galvão Teles, Soares da Silva & Associados (Morais Leitão), pretende prestar homenagem e simultaneamente ajudar a manter viva a memória de Miguel Galvão Teles (1939-2015), enquanto grande advogado, teórico do direito, professor e entusiasta da filosofia.

O IMGT rege-se pela liberdade e rigor de pensamento, ética e cidadania ativa, integridade e independência, generosidade e abertura ao mundo, valores que espelham o legado de Miguel Galvão Teles, e que se materializam através de iniciativas de cariz académico, cultural e formativo promovidas por ou relacionadas com a Morais Leitão e que contribuem para a promoção do conhecimento científico nas áreas do direito e da filosofia, entre outras.

Como entidade independente, que tem a seu cargo a promoção de conferências, colóquios e a realização de ações de formação, o IMGT organiza, semestralmente, conferências que visam apoiar a investigação científica e estabelecer relações com a academia e outras instituições viradas para o conhecimento.

# **O NOVO REGIME JURÍDICO DO SETOR ELÉTRICO**

**Comentários ao Decreto-Lei n.º 15/2022,  
de 14 de janeiro**



# O NOVO REGIME JURÍDICO DO SETOR ELÉTRICO

Comentários ao Decreto-Lei n.º 15/2022,  
de 14 de janeiro



**O NOVO REGIME JURÍDICO DO SETOR ELÉTRICO**  
Comentários ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro

**COORDENAÇÃO**

Miguel Nogueira de Brito  
Tomás Vaz Pinto  
Catarina Brito Ferreira  
Joana Alves de Abreu

[www.mlgs.pt/pt/servicos/setores/Energia-e-Recursos-Naturais/32/](http://www.mlgs.pt/pt/servicos/setores/Energia-e-Recursos-Naturais/32/)

**IMGT – INSTITUTO  
MIGUEL GALVÃO TELES**

[www.mlgs.pt/pt/conhecimento/instituto-miguel-galvao-teles](http://www.mlgs.pt/pt/conhecimento/instituto-miguel-galvao-teles)

**COORDENADORES**

Cláudia Baptista  
Martim Krupenski  
Rui Patrício

**PUBLICAÇÕES**

**INSTITUTO MIGUEL GALVÃO TELES**  
ISSN 2184-1764

# ÍNDICE

<b>Prefácio</b> <a href="#">PEDRO COSTA GONÇALVES</a>	<b>9</b>	<b>Comentário ao novo regime de cedências municipais e à articulação com o RJUE</b> <a href="#">RUI RIBEIRO LIMA</a> <a href="#">INÊS VIEIRA</a>	<b>40</b>
<b>Grandes linhas de força do novo regime do setor elétrico</b> <a href="#">RICARDO FERREIRA</a>	<b>11</b>	<b>Reconhecimento de interesse público e de utilidade pública: artigos 22.º, n.º 13, 54.º, n.º 2, e 112.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro</b> <a href="#">MIGUEL NOGUEIRA DE BRITO</a>	<b>47</b>
<b>Transmissão de títulos de controlo prévio das atividades de produção e armazenamento de eletricidade</b> <a href="#">CATARINA BRITO FERREIRA</a> <a href="#">JOANA ALVES DE ABREU</a>	<b>15</b>	<b>Sobreequipamento e reequipamento</b> <a href="#">HELDER M. MOURATO</a> <a href="#">MARIANA PINTOR</a>	<b>52</b>
<b>Modalidade de acordo para a atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público</b> <a href="#">MARTA ALMEIDA AFONSO</a> <a href="#">DIOGO MACEDO GRAÇA</a>	<b>23</b>	<b>Híbridos e hibridização – A utilização de fontes primárias de energia renovável diversas em projetos de produção de energia elétrica</b> <a href="#">RICARDO ANDRADE AMARO</a> <a href="#">JOANA ALVES DE ABREU</a>	<b>59</b>
<b>Articulação com regimes específicos: avaliação de impacte ambiental e análise de incidências ambientais</b> <a href="#">DIANA ETTNER</a>	<b>29</b>	<b>Autoconsumo e comunidades de energia</b> <a href="#">RUI DE OLIVEIRA NEVES</a> <a href="#">MARGARIDA MESQUITA MACHADO</a>	<b>64</b>

<b>Gestão das redes de distribuição: artigos 107.º a 109.º e 284.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro</b> MIGUEL NOGUEIRA DE BRITO	<b>69</b>	<b>Disposições finais e transitórias do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro: artigos 275.º a 307.º</b> MIGUEL NOGUEIRA DE BRITO	<b>113</b>
<b>As concessões de exploração das redes de transporte e distribuição de eletricidade: um confronto entre as bases das concessões e o Código dos Contratos Públicos</b> MARGARIDA OLAZABAL CABRAL ALESSANDRO AZEVEDO	<b>81</b>	<b>Glossário</b>	<b>121</b>
<b>Redes fechadas abertas à escolha de comercializador de eletricidade e à liberdade de fornecimento</b> FILIPE MATIAS SANTOS	<b>88</b>		
<b>Estatuto do Cliente Eletrointensivo – quais as principais novidades e vantagens?</b> GISELA MORGADO DE ANDRADE JORGE LÚCIO	<b>94</b>		
<b>O regime de financiamento da tarifa social à luz do direito da União Europeia</b> LUÍS DO NASCIMENTO FERREIRA	<b>101</b>		
<b>As Zonas Livres Tecnológicas: artigos 216.º a 225.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro</b> VÍTOR PEREIRA DAS NEVES NICOLE FORTUNATO	<b>107</b>		

## PREFÁCIO

O livro que tenho o gosto de prefaciá-lo junta textos que nos apresentam uma primeira reflexão sobre variados aspetos do regime sobre a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro – o diploma, com mais de 300 artigos, estabelece a disciplina regulatória e administrativa a que ficam submetidas todas as atividades da fileira elétrica, desde a fase da produção até à da comercialização; trata-se, pois, de um importante compacto legislativo da área do direito administrativo e da regulação pública.

Além da sua relevância natural no plano especificamente regulatório e económico, o diploma conhece ainda um importante relevo numa perspetiva dogmática, porquanto acolhe e disciplina, com alguns traços inovadores ou pelo menos particulares, figuras do direito administrativo geral, seja no plano do procedimento, seja no plano das decisões unilaterais ou dos contratos administrativos.

À procura de compreender e de explicar todos estes aspetos se dedicam os textos do presente livro, elaborados por profundos conhecedores dos temas que exploram: aqui podemos encontrar a visão de especialistas que tão bem conhecem o setor elétrico pelo lado das empresas reguladas, mas também a leitura de quem com esse setor lida todos os dias pelo lado do regulador; a estes se juntam vários advogados com larga experiência e conhecimento direto da evolução da regulamentação elétrica, desde o já longínquo tempo do monopólio vertical até aos dias de hoje, em que o setor elétrico surge como um campo essencial da economia regulada.

**Pedro Costa Gonçalves**

# GRANDES LINHAS DE FORÇA DO NOVO REGIME DO SETOR ELÉTRICO

RICARDO FERREIRA

## I. Introdução: um novo regime jurídico para novos desafios

A nível mundial, existe uma diversidade de países que definiu objetivos de descarbonização, tendo-se autoimposto um conjunto de estratégias para os atingir a curto/médio prazo. Portugal assumiu, em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050.

Para concretização desse objetivo, foi aprovado, pela [Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho](#), o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

A nível europeu, os compromissos aludidos são bastante ambiciosos, havendo um conjunto diversificado de instrumentos que terão de ser postos em prática para os levar a cabo.

É, desde logo, neste contexto que importa ter presente que, nos termos do [Regulamento \(UE\) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018](#), relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, determinou-se que todos os Estados-Membros deveriam elaborar e apresentar à Comissão Europeia um plano nacional integrado de energia e clima para o horizonte 2021-2030.

Neste sentido, o [DL 15/2022](#) vem não apenas assegurar a transposição da [Diretiva \(UE\) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019](#), relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, mas também, parcialmente, a da [Diretiva \(UE\) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018](#), relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Os instrumentos agora postos à disposição dos intervenientes no SEN são variados: desde a eletrificação de consumos à eficiência energética, passando por inteligência nas redes ou alargamento das formas de precificação da energia. No entanto, em todos eles é incontornável a questão do caminho para a neutralidade carbónica.

A maior penetração de renováveis é o desafio que a Europa (e o resto do mundo) enfrentam. Mas, com a urgência de se atingirem os objetivos é fundamental que se garanta que os planos de instalação de capacidade renovável realmente se concretizem.

Em primeiro lugar, há que garantir investimento e investidores. Nesse sentido, a estabilidade do quadro legal, regulamentar e regulatório é fundamental.

Em segundo lugar, há que assegurar que as barreiras administrativas ao investimento são removidas. Aqui assume especial importância a agilização dos processos e procedimentos que conduzem ao licenciamento.

## II. Concentração do regime jurídico num só diploma

O DL 15/2022 é uma peça muito relevante, não só porque veio redefinir o quadro legal do setor elétrico, assumindo aspetos relevantes à promoção das energias renováveis (por exemplo no que respeita a sobreequipamento e reequipamento) mas também porque concentra num só diploma toda a regulamentação que anteriormente andava dispersa por múltiplos diplomas.

Assim, entre as matérias que até agora andavam dispersas e agora passam a ser reguladas no DL 15/2022 incluem-se as seguintes: *(i)* a apropriação ilícita de energia; *(ii)* os ajustamentos tarifários; *(iii)* a tarifa social; *(iv)* a extinção das tarifas reguladas em todos os níveis de tensão; *(v)* os regimes de remuneração garantida; *(vi)* o regime do sobreequipamento; *(vii)* o regime do operador logístico de mudança de comercializador; e *(viii)* o regime do autoconsumo.

De fora ficam ainda alguns aspetos pontuais da organização e da estrutura do setor, tal como a mobilidade elétrica.

Apesar da concentração da regulação jurídica das matérias ser muito relevante

no sentido da estabilidade regulatória, julga-se que seria possível ir mais longe e prever uma revisão da legislação tendencialmente apenas em períodos preestabelecidos, promovendo-se uma ampla participação de todos os operadores do setor na modificação do regime jurídico.

## III. Simplificação administrativa

Impõe-se, desde logo, garantir não apenas que os prazos dos procedimentos são cumpridos, mas – e ainda mais importante – que esses procedimentos são, de facto, os adequados para promover o investimento no setor. Aqui é fundamental que os procedimentos sejam levados a cabo de forma participada. O conhecimento das dificuldades que os promotores podem enfrentar no terreno é crucial para permitir eliminar quaisquer obstáculos desnecessários e agilizar procedimentos.

O novo diploma dá ainda passos muito relevantes na simplificação e na sistematização de processos. Ao eliminar a diferenciação entre “regime ordinário” e “regime especial”, ao assegurar clareza nas formas de “permissão” para o desenvolvimento das atividades de geração e ao redefinir os processos

para o licenciamento da atividade de geração que se pretendem mais rápidos e eficientes, está-se a promover a colocação dos milhares de MW de capacidade que ainda é necessário instalar para atingir os exigentes objetivos de descarbonização impostos.

Mas o trabalho não acaba aqui. Aliás, a própria Comissão Europeia o assume, tendo elegido o tema do licenciamento como alvo de discussão e melhoria.

Desse ponto de vista, sem prejuízo do contributo muito relevante que o novo diploma veio dar, há que continuar e aprofundar o caminho.

Impõe-se, pois, simplificar e clarificar procedimentos.

A este propósito cabe mencionar diversas propostas, quer no plano europeu, quer no plano nacional.

Assim, no plano europeu, deveriam ser estabelecidos Indicadores-Chave de Desempenho (*Key Performance Indicators*) comuns para todos os Estados-Membros, incluindo a indicação de percentagem de licenças atribuídas em relação ao número de pedidos formulados, a duração média do procedimento, os níveis de impugnação administrativa e

judicial relacionados com questões de procedimento, a taxa de desistência de pedidos por morosidade procedimental, os custos financeiros por MW de capacidade instalada solicitada e o número de entidades envolvidas nos procedimentos. Para além disso, deveria também promover-se a digitalização dos procedimentos de atribuição de licenças.

No plano nacional impõe-se adotar, entre outras, as seguintes medidas: melhorar a cooperação entre entidades administrativas envolvidas, estabelecer um ponto de contacto único entre a administração e os promotores, estabelecer regimes de autorizações tácitas, introduzir uma divisão clara de responsabilidades entre os diversos intervenientes nos procedimentos e promover a publicidade dos mesmos.

#### IV. Três objetivos para o futuro

Em poucas palavras, através do DL 15/2022 o Governo introduz três objetivos à luz dos quais se propõe encarar o futuro do setor elétrico: concentrar os regimes jurídicos, descentralizar e descarbonizar a produção de eletricidade e simplificar os procedimentos administrativos.

Não é difícil concordar com estes três objetivos e nunca é demais salientar a sua importância para a reestruturação do setor elétrico no sentido de o preparar para os novos desafios trazidos pelas alterações climáticas.

Resta agora saber se a promessa do legislador vai ser redimida pela prática da Administração...

# TRANSMISSÃO DE TÍTULOS DE CONTROLO PRÉVIO DAS ATIVIDADES DE PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO DE ELETRICIDADE

CATARINA BRITO FERREIRA  
JOANA ALVES DE ABREU

## I. Introdução

O DL 15/2022 altera o regime de transmissão de títulos de controlo prévio, inaugurando-se – em face do regime jurídico aprovado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto (DL 172/2006) – um novo conceito de transmissão e novas regras relativas à sua autorização, conforme a fase de desenvolvimento dos centros eletroprodutores e das instalações de armazenamento autónomo de eletricidade.

O DL 172/2006<sup>1</sup> estabelecia, no artigo 22.º, o regime de autorização, pela

<sup>1</sup> Conforme alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 264/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, 104/2010, de 29 de setembro, 215-B/2012, de 8 de outubro, pela Lei n.º 7-A/2016, de 30

entidade licenciadora, da transmissão da licença de produção. O procedimento ali definido consistia na apresentação de um pedido de transmissão que incluía os elementos relativos à identificação e ao perfil do candidato a transmissário, bem como uma declaração deste aceitando a transmissão e todas as condições da licença. Autorizada a transmissão, o transmissário solicitava então o averbamento da licença, juntando certidão do contrato que havia titulado a transmissão.

Atendendo ao procedimento descrito, a transmissão correspondia à modificação da titularidade da licença de produção,

de março, pelos Decretos-Leis n.ºs 38/2017, de 31 de março, e 152-B/2017, de 11 de dezembro, pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.



a qual só podia ocorrer após a emissão da licença de exploração. Os casos de reestruturação de sociedades por fusão ou por cisão, bem como de cedência da gestão ou da exploração do centro eletroprodutor estavam igualmente sujeitos ao procedimento de autorização da transmissão da licença de produção.

Com a entrada em vigor do DL 15/2022, a regra passa a ser a da transmissibilidade dos títulos de controlo prévio, com diferentes regras, aplicáveis conforme a fase de desenvolvimento (e de licenciamento) do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento autónomo.

## II. Transmissão de TRC

### A. Procedimento de averbamento

Os TRC são transmissíveis até à emissão da licença de produção, independentemente da modalidade de atribuição dos mesmos. A transmissão efetua-se, de acordo com o n.º 8 do artigo 18.º do DL 15/2022, através do averbamento do TRC existente pela DGEG ou pelo operador de rede que tenha celebrado o acordo para construção ou reforço da rede, conforme aplicável.

Para além das situações de alteração de titularidade, considera-se ainda que ocorre transmissão do título sempre que se verifique a alteração de controlo<sup>2</sup>, direta ou indireta, sobre o seu titular (cfr. n.º 9 do artigo 18.º do DL 15/2022).

Contudo, atendendo ao conteúdo típico do TRC, poder-se-á entender que o procedimento de averbamento não será aplicável, por analogia, aos casos de alteração de controlo do titular do TRC. A inexistência de um procedimento específico e a inaplicabilidade das regras definidas no artigo 18.º a estas situações podem, no entanto, suscitar a dúvida quanto ao procedimento a aplicar.

Uma vez que o TRC não deverá indicar a estrutura acionista do seu titular e que, nessa medida, o ato do averbamento não deverá ser adequado para o efeito, questiona-se que procedimento se pode considerar equivalente ao do

<sup>2</sup> Nos termos do disposto na alínea e) do artigo 3.º do DL 15/2022, controlo corresponde ao «exercício de influência determinante sobre uma sociedade, através de direitos, contratos ou outros meios que, individual ou conjuntamente, conduzam diretamente: i) à detenção de participações sociais representativas de mais de metade do capital social; ii) à detenção e mais de metade dos direitos de voto; ou iii) à possibilidade de designar mais de metade dos membros do órgão de administração ou órgão de fiscalização».

averbamento (aplicável à alteração de titularidade).

Acresce que, ainda que o averbamento exija um ato da DGEG, pode questionar-se se este não corresponderá a um mero automatismo, uma formalidade, que pretende conferir segurança jurídica ao novo titular do TRC, que passa a ter em sua posse um título que o identifique como a entidade com direito a determinada capacidade de rede para o projeto que venha a desenvolver no futuro.

Ora, esta função não existe nos casos de alteração de controlo do titular do TRC, pelo que, se é este o objetivo daquele averbamento, o procedimento equivalente a aplicar aos casos de alteração de controlo será, porventura, o da comunicação prévia.

Note-se que, como se verá, a lei não define um conteúdo mínimo para o requerimento de transmissão do TRC, suscitando a dúvida sobre o tipo de controlo que é feito pela entidade licenciadora.

Finalmente, nos casos em que o TRC corresponda ao acordo celebrado com o operador da rede, nada se diz quanto à possibilidade de transmissão (alteração

de titularidade ou alteração de controlo direto e indireto) dos pedidos para a celebração de acordo que tenham sido hierarquizados pelo operador de rede, sugerindo que, até à celebração do mesmo, não deverá a transmissão estar sujeita a uma autorização do operador da rede (em particular, quando se mantenha a avaliação dos critérios previstos no n.º 5 do artigo 20.º do DL 15/2022). Por outro lado, uma vez que a alteração de titularidade da sociedade que apresentou o pedido hierarquizado para estes efeitos corresponde a uma modificação da lista elaborada pelo operador da rede, admite-se que, nestes casos, deverá comunicar-se a transmissão efetuada.

### B. Reforço da caução como condição do averbamento da alteração de titularidade

A realização do averbamento, na sequência de pedido de alteração de titularidade, está dependente do reforço da caução em metade do valor estabelecido no artigo 13.º do aludido diploma<sup>3</sup>. A referência expressa, no

<sup>3</sup> A atribuição de TRC depende da prévia prestação de caução destinada a garantir a obtenção dos títulos de controlo prévio. A caução deve ser idónea, autónoma, irrevogável e pagável à primeira solicitação, admitindo-se a garantia bancária, o seguro caução e o depósito bancário, em conta titulada pela entidade licenciadora,

n.º 10 do artigo 18.º do DL 15/2022, à dependência entre o reforço da caução e o pedido de alteração de titularidade, e não o pedido de transmissão, pode levar a concluir que o reforço de caução apenas será exigível nos casos em que haja uma efetiva modificação do titular do TRC e não quando esteja em causa a alteração de controlo do mesmo.

No entanto, a lei estabelece um conjunto de situações que estarão isentas de reforço de caução, incluindo neste elenco: *(i)* a constituição de sociedade comercial cujo objeto social abranja o exercício das atividades de construção e exploração de centro eletroprodutor ou de instalação de armazenamento ou de UPAC e que tenha como únicos sócios os

---

destinada exclusivamente para o efeito. O valor da caução depende da modalidade de atribuição do TRC: na modalidade de acesso geral, exige-se 10 000 EUR por MVA de reserva de capacidade a atribuir, com o limite máximo de 10 000 000 EUR pelo prazo mínimo de 30 meses, sendo prorrogada, até à entrada em funcionamento do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento, sob pena de caducidade do procedimento; na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, o valor corresponde a 15 000 EUR por MVA de reserva de capacidade a atribuir, com o limite máximo de 10 000 000 EUR, pelo prazo de 24 meses; e na modalidade de procedimento concorrencial, o valor da caução, o prazo, o modo de prestação e a entidade a quem é prestada são estabelecidos nas peças do procedimento.

titulares do TRC; *(ii)* a oneração das participações sociais a favor de entidades financiadoras; *(iii)* as alterações do domínio direto do titular decorrentes de execução de penhores de participações sociais no quadro dos acordos celebrados com as mesmas entidades financiadoras; e *(iv)* as alterações de domínio direto no quadro de operações de reestruturação de grupos que não impliquem alteração do beneficiário efetivo registado no Registo Central de Beneficiário Efetivo.

Ora, uma vez que as situações de isenção incluem casos de alteração de controlo, parece dever concluir-se que a regra será a de que qualquer transmissão, por alteração do titular do TRC ou do respetivo controlo, estará sujeita a reforço de caução.

### C. Oneração das participações sociais do titular do TRC

A referência à oneração das participações sociais a favor de entidades financiadoras como operação não sujeita a reforço de caução, a que acima se faz alusão, suscita também a dúvida sobre qual a formalidade aplicável quando o promotor pretenda, no âmbito de um financiamento, constituir garantias a favor das referidas entidades. Note-se que a oneração, por si só, não implica a alteração de titularidade do TRC, pelo

que não deveria equiparar-se à figura da transmissão, nos termos e para os efeitos do artigo 18.º. A transmissão do TRC só se verificará num cenário em que o promotor, na qualidade de devedor, não cumpra a obrigação garantida. A redação adotada pelo legislador pode, em última análise, levar a considerar que a mera constituição de garantias sobre as participações representativas do capital social do titular do TRC depende da formalidade aplicável à transmissão do TRC, a qual teria de ser novamente cumprida em caso de execução daquelas.

Esta interpretação exigiria, no entanto, que se considerasse que o legislador pretendeu alargar o regime de autorização da transmissão – circunscrito pelos n.ºs 8 e 9 do artigo 18.º aos casos de alteração do titular do TRC e do controlo do mesmo – a uma situação em que a alteração só ocorrerá na eventualidade de se verificar uma determinada condição, sendo que a efetiva alteração estaria também ela dependente de autorização. Para além de não parecer ser essa a intenção do legislador na definição do conceito de transmissão de TRC, poderá ainda considerar-se que este entendimento criaria uma complexidade indesejada ao procedimento de constituição de garantias a favor de bancos.

### III. Transmissão de licença de produção antes da emissão da licença de exploração

Nos termos do artigo 36.º do DL 15/2022, a transmissão da licença de produção até à emissão da licença de exploração observa o procedimento definido no artigo 18.º para a “transmissão” do TRC.

Ora, uma vez que a transmissão do TRC inclui também a alteração de controlo direto e indireto do seu titular, poder-se-á concluir que, após a emissão da licença de produção e antes da atribuição da licença de exploração, a alteração do controlo do titular da primeira é igualmente admissível. Nessa medida, as considerações feitas a propósito da transmissão (alteração de titularidade e de controlo do titular) do TRC serão aplicáveis também no que respeita à transmissão da licença de produção até à emissão da licença de exploração.

Por outro lado, com a entrada em vigor do DL 15/2022, passa a admitir-se a alteração da titularidade da licença de produção ainda antes de atribuída a licença de exploração. Nestes casos, atendendo à remissão para o artigo 18.º, a transmissão efetua-se mediante averbamento, pela DGEG, exigindo-se

também o reforço da caução prestada em metade do valor estabelecido no artigo 13.º.

#### IV. Instrução do pedido de transmissão do TRC ou da licença de produção antes da emissão da licença de exploração

A lei não esclarece, no artigo 18.º, como é instruído o pedido de transmissão do TRC ou da licença de produção por alteração de controlo direto ou indireto ou por alteração da respetiva titularidade<sup>4</sup>. Será razoável admitir que a entidade licenciadora deverá bastar-se com os dados ou informações obtidos no momento em que o título em causa foi atribuído.

Assim sendo, tratando-se de transmissão de TRC, o requerimento deve incluir a identificação das partes em causa, bem como a informação prestada inicialmente pelo seu titular, de acordo com o procedimento associado à modalidade de atribuição do TRC.

<sup>4</sup> Pode, no entanto, entender-se que, apesar da aplicação do regime do artigo 18.º à transmissão da licença de produção em momento anterior ao da emissão da licença de exploração, a exigência do n.º 3 do artigo 36.º também se aplica nesta circunstância (cf. secção V).

Já no caso de transmissão de licença de produção, o pedido deverá incluir as informações que são exigidas para efeitos de atribuição da mesma e que digam respeito, conforme aplicável, à identificação do transmissário e/ou aos sócios do seu titular ou do transmissário, ou seja, as que constam das alíneas *l)* e *m)* do n.º 1 do Anexo I do DL 15/2022, com as devidas adaptações, ou seja: *(i)* o perfil dos sócios ou acionistas e percentagens do capital social detido; e *(ii)* informação detalhada e elucidativa da quota de capacidade de produção detida pelo requerente<sup>5</sup>, quando a operação em causa tenha impacto na mesma.

#### V. A transmissão da licença de produção depois da emissão da licença de exploração

Após a emissão da licença de exploração, a transmissão da licença de produção está sujeita ao regime de

<sup>5</sup> Note-se que, nos termos do n.º 3 do artigo 27.º, para efeitos de determinação da quota, deve ser considerada a potência garantida aparente instalada de todas as instalações de produção tituladas pelo requerente diretamente ou por sociedade com a qual mantenha relação de grupo e todos os títulos de controlo prévio emitidos a favor dos requerentes e de sociedade com a qual mantenha relação de grupo, independentemente da entrada em exploração. A quota de capacidade detida no âmbito do MIBEL não pode ser superior a 40%.

autorização previsto nos n.ºs 1 e 3 a 7 do artigo 36.º do DL 15/2022. Nestes casos, o titular da licença apresenta o pedido de transmissão, que deve incluir todos os elementos relativos à identificação, idoneidade técnica e financeira do transmissário, bem como ser acompanhado de declaração de aceitação da transmissão e de todas as condições da licença. O pedido é decidido pela DGEG no prazo de 15 dias após a receção do mesmo. A DGEG pode solicitar elementos adicionais uma única vez, suspendendo-se o prazo de decisão durante o período máximo de 30 dias para a disponibilização desses elementos. A autorização da alteração de titularidade determina o averbamento da licença de produção e sujeita o transmissário a todos os deveres, obrigações e encargos do transmitente, bem como a todas as condições estabelecidas na autorização de transmissão.

Atendendo ao procedimento descrito, entendemos que “transmissão”, para os efeitos das normas em causa, corresponde à transferência do título para outra entidade, ou seja, à alteração da titularidade da licença de produção.

Com efeito, a lei nada diz quanto à necessidade de observar algum procedimento de controlo prévio para

a alteração de controlo do titular da licença de produção após a emissão da licença de exploração. Assim sendo, pode entender-se que essa operação não está sujeita a qualquer comunicação ou autorização – note-se que, nessa fase de desenvolvimento do projeto, já não se colocaria sequer a hipótese de se exigir o reforço da caução, uma vez que a mesma já terá sido devolvida no momento da entrada em exploração.

#### VI. Transmissão do registo prévio

Finalmente, nos termos do n.º 9 do artigo 55.º, a “alteração da titularidade” do registo prévio<sup>6</sup> até à emissão do certificado de exploração segue o disposto no artigo 36.º com as necessárias adaptações, exceto nos casos

<sup>6</sup> Nos termos do n.º 3 do artigo 11.º do DL 15/2022, «está sujeita a registo prévio e a certificado de exploração a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis para injeção total na RESP, com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, a produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW, o armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e os projetos de investigação e desenvolvimento, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos e modelos inovadores, no âmbito das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo com capacidade instalada superior a 30 kW».

de autoconsumo. A referência a este tipo específico de transmissão pode ser interpretada de diferentes formas. Por um lado, pode ser entendida como uma forma de limitar a aplicação do artigo 36.º (e, por remissão deste, do artigo 18.º) aos casos em que há uma mudança da entidade que detém o registo prévio, excluindo as situações de alteração de controlo dessa entidade – que, assim sendo, não estará sujeita a averbamento, porventura por estar em causa um procedimento de controlo prévio simplificado. Por outro lado, admitimos que, ao prever-se, através da referida remissão para o artigo 36.º, a aplicabilidade do regime ali previsto – e, também, numa lógica de igual tratamento dos promotores – estará implícito que todas as formas de transmissão previstas nesse regime (ou seja, a alteração de titularidade e a alteração de controlo direto e indireto) serão relevantes também no âmbito do registo prévio.

A lei nada diz quanto à alteração de titularidade do registo prévio após a emissão do certificado de exploração. No entanto, está previsto um procedimento de alteração ao registo prévio, que poderá aplicar-se nestes casos. O n.º 6 do artigo 55.º determina que as alterações ao registo que não

sejam consideradas substanciais estão sujeitas a mero averbamento, e não a novo registo. A alínea c) do artigo 3.º esclarece que “alteração substancial” é a alteração ao centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento que envolve a alteração das seguintes características principais da instalação: a tecnologia de produção, do combustível ou fonte de energia primária utilizada, e, no caso de centros eletroprodutores termoelétricos ou hidroelétricos, o número de grupos geradores, bem como das respetivas caldeiras, turbinas e geradores. Logo, a alteração de titularidade do registo prévio após a emissão do certificado de exploração será considerada uma alteração não substancial, sujeita a mero averbamento. As alterações ao registo processam-se no âmbito da plataforma eletrónica e são averbadas automaticamente ao registo inicial, exceto se foram expressamente recusadas no prazo de 30 dias.

À semelhança do que acontece quando há uma alteração de controlo, direto ou indireto, do titular da licença de produção após a emissão da licença de exploração, também este tipo de alteração deve considerar-se não sujeito a qualquer procedimento quando esteja em causa o titular de um registo prévio com certificado de exploração atribuído.

# MODALIDADE DE ACORDO PARA A ATRIBUIÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA REDE ELÉTRICA DE SERVIÇO PÚBLICO

MARTA ALMEIDA AFONSO  
DIOGO MACEDO GRAÇA

## I. Introdução

A presente exposição aborda os traços gerais da segunda modalidade de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP, prevista no recente [DL 15/2022](#): a modalidade de acordo entre um interessado (promotor) e um operador da rede, abrangendo este último o ORT ou o ORD, conforme aplicável.

Trata-se de uma modalidade que já estava prevista desde 2019 e que se reveste de primordial importância para o SEN; permite o desenvolvimento da RESP de modo a aumentar a produção de fontes de energia renovável, sem que isso se traduza num impacto nas tarifas e nos custos dos consumidores.

Este mecanismo veio, assim, criar condições para a expansão da RESP e para a diversificação elétrica nacional, com especial enfoque na redução dos combustíveis fósseis, sendo a responsabilidade financeira de tais ligações do promotor.

Os vários intervenientes do SEN têm um papel relevante neste mecanismo, mas cabe à DGEG o papel de entidade gestora do procedimento, competindo-lhe, ainda, aprovar a minuta de acordo e densificar e ponderar os critérios de apreciação e hierarquização dos pedidos recebidos.

## II. Modalidade de acordo para a atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP

Um dos temas que interessa aos intervenientes no SEN diz respeito aos termos e condições do procedimento para obtenção de licença de produção de eletricidade, que, por sua vez, depende da prévia autorização para injeção de energia elétrica na RESP – a atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP.

Não se trata de uma novidade do DL 15/2022; a legislação anterior já estipulava que a atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP consta de um título emitido por via de três modalidades distintas:

- Modalidade de acesso geral;
- Modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP; e
- Modalidade de procedimento concorrencial.

O novo regime, contudo, parece-nos que beneficia da experiência tida com cada uma das modalidades em procedimentos passados, reputando-se, numa nota inicial, como positivo o

facto de o procedimento se apresentar agora mais detalhado, separando, por um lado, sistematicamente o tratamento de cada modalidade e descrevendo, por outro lado, e numa lógica passo a passo, o procedimento, o calendário e as vicissitudes de cada uma.

### III. Requisitos, termos e condições do acordo

A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acordo foi especialmente criada para os casos em que não exista já capacidade de receção na rede. No entanto, torna-se necessário limitar os pedidos dos produtores àquilo que é o planeamento energético nacional, pelo que cabe à Secretaria de Estado da Energia definir uma quota máxima de capacidade de injeção nesta modalidade, tomando em consideração as metas de energia renovável a atingir por Portugal, nomeadamente, as definidas nos planos estratégicos.

Na modalidade de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP por acordo, o título de reserva de capacidade de injeção na RESP consubstancia-se no próprio acordo, cuja minuta é

aprovada pela DGEG, após audição dos operadores da RESP.

Quanto ao conteúdo do acordo a celebrar e da respetiva alocação de responsabilidades a que o mesmo deve respeitar, a principal característica do regime respeita ao facto de, por via do acordo, o promotor assumir todos os encargos financeiros decorrentes da construção ou do reforço da rede necessários para a receção da energia da instalação de armazenamento ou produzida pelo centro eletroprodutor.

Adicionalmente – assume-se que de molde a assegurar o equilíbrio e a sustentabilidade do sistema, sem oneração dos consumidores finais –, o regime prevê dois mecanismos cumulativos:

- Por um lado, estipula que, em matéria de responsabilidade financeira, o valor definitivo a suportar pelo interessado tem de corresponder ao valor final a apurar após a conclusão de todos os trabalhos de reforço, assumindo o promotor à cabeça, com a celebração do acordo, o pagamento do valor correspondente a 5% do orçamento apresentado pelo operador de rede e a obrigação

de caucionar o remanescente do valor (posteriormente liberado em função do cumprimento do plano de pagamentos acordado);

- Por outro lado, deixa expresso que as infraestruturas construídas ou reforçadas passam, automaticamente, através da entrega em espécie, com a celebração de um acordo de transferência de propriedade entre o requerente e o respetivo operador da RESP, a integrar o domínio público e o objeto da concessão, não se contabilizando como ativo a remunerar na parte correspondente ao custo suportado pelo requerente.

Ainda a respeito do conteúdo do acordo e com relevância prática, o regime manteve o mecanismo de partilha dos encargos com os investimentos para construção ou reforço da rede. Deste modo, permite-se uma forma mais liberal de produzir e armazenar energia, podendo os custos ser assumidos por um ou vários interessados que os pretendam partilhar entre si, nos termos a acordar com o operador de rede respetivo e sem prejuízo da celebração de um acordo com cada interessado.

#### IV. Apreciação e hierarquização dos pedidos de acordo

No procedimento que dá origem ao acordo, assume fulcral relevância a operação de apreciação e hierarquização dos pedidos.

De facto, a criação deste mecanismo de atribuição na RESP em 2019 foi acolhida pelos atores do SEN com grande entusiasmo, tendo sido rececionados nos primeiros meses após a sua criação várias centenas de pedidos de reserva de capacidade de injeção. Em face de tal reação, tornou-se essencial aferir da capacidade dos interessados de executar os projetos a que se propunham e de cumprir com as exigências da concessionária de serviço público, de forma a garantir a segurança do SEN e os interesses dos consumidores.

Era, deste modo, necessário hierarquizar os vários pedidos; por um lado, permitindo concentrar os recursos nos processos com maior exequibilidade e, por outro, separando “o trigo do joio”, expurgando do sistema aqueles pedidos que eram inviáveis e meramente especulativos.

A este nível – para o efeito de assegurar a transparência e a segurança jurídica

do procedimento –, o regime nomina agora com força de lei os três grupos de critérios, de múltipla natureza, a que tal tarefa deve obedecer<sup>1</sup>:

1. Critérios de natureza técnica – relativos à «segurança e fiabilidade do SEN, designadamente os relativos ao aproveitamento de infraestruturas e à otimização da operação e gestão do SEN»;
2. Critérios de sustentabilidade de carácter territorial e ambiental – em detalhe «os referentes à eficiência e racionalização do planeamento da infraestruturas, mediante a utilização conjunta por vários interessados, da obtenção de informação prévia favorável emitida pelo município, da existência de declaração de impacte ambiental (DIA) favorável ao projeto do centro eletroprodutor ou da UPAC ou do comprovativo do título contratual que legitime o uso dos terrenos necessários à respetiva utilização»; e
3. Critérios referentes às metas a que Portugal esteja vinculado – assume-se que nacional, comunitária e

<sup>1</sup> Cf. n.º 5 do artigo 20.º do DL 15/2022, de onde se extraem as transcrições.

internacionalmente –, «em função da tecnologia aplicável».

Sendo essa enunciação manifestamente insuficiente, fica para regulamentação posterior (através de despacho do Diretor-Geral da DGEG, ouvidos os operadores da RESP) a respetiva densificação e – um aspeto da máxima relevância – a ponderação relativa a atribuir a cada um. À semelhança, aliás, do que já aconteceu no passado, quando, por despacho dessa natureza, se fixaram os então designados “Termos de Referência”, que detalharam, nomeadamente, os termos e condições de seriação, de desempate e de atribuição de pontuação a cada pedido rececionado.

#### V. Vicissitudes dos pedidos

Quanto ao pedido, o regime clarifica que um pedido que seja excluído da lista final pode, no decurso do ano de apresentação e no ano seguinte, e mediante comunicação do operador da RESP, vir a ser objeto de aprovação para substituição de pedido, isolado ou em partilha, que não tenha conduzido à celebração de acordo final, observando, na medida do tecnicamente viável, a hierarquização estipulada.

Um pedido que não tenha conduzido à celebração de acordo caduca a 31 de dezembro do segundo ano (contado após a data de início do procedimento em causa), podendo ser apresentado novamente no ano seguinte.

#### VI. Vicissitudes dos títulos

Quanto às vicissitudes que abrangem o título, entende-se que se aplica na modalidade de acordo o que consta, em geral, para os demais títulos, admitindo-se a possibilidade de transmissão (no caso, da posição contratual no acordo) até à emissão da licença de produção.

A lei não admite apenas uma modificação ao nível subjetivo, concebendo, outrossim, uma modificação objetiva, nomeadamente, ao prever que os operadores da RESP podem alterar, por razões técnicas e não imputáveis ao interessado, a subestação ou o nível de tensão de ligação à subestação, mantendo os restantes elementos.



## VII. Relacionamento com outras modalidades

Uma das dúvidas que a coexistência de três modalidades para atribuição de reserva de capacidade pode gerar é a de como gerir eventuais sobreposições. No que diz respeito à modalidade de acordo, deixam-se duas notas a este respeito:

1. Compatibilização com a modalidade de acesso geral – por natureza, a modalidade de acordo só se aplica aos casos em que não existe capacidade de receção na RESP, por oposição à modalidade de acesso geral que abrange os casos em que há capacidade disponível e previamente publicitada;
2. Compatibilização com a modalidade de procedimento concorrencial – fica claro no regime que os pedidos para a celebração de acordo não podem incidir sobre pontos de injeção na RESP integrados na modalidade de procedimento concorrencial.

Assim, o regime consagra que o procedimento concorrencial não pode abranger pontos de injeção na RESP que tenham sido objeto de acordo entre o interessado e o operador da RESP ou, quando o acordo não tenha sido

celebrado, já tenha ocorrido pagamento do orçamento, devendo devolver-se nas restantes situações a caução prestada.

## VIII. Novidades operacionais do regime

A fechar, destaquem-se duas novidades práticas do regime:

1. Apreciação de condições técnicas para a ligação – o regime prevê agora expressamente que a realização de acordo com o ORD pressupõe a existência ou criação de capacidade de receção nas subestações da RNT que alimentam a rede de distribuição nas zonas objeto desse pedido de acordo.

Tal previsão elimina os procedimentos de acordo sem que haja prévia ponderação e avaliação pela parte do ORT da existência de capacidade na RNT, o que é relevante, em primeira linha, para a segurança de operação da RNT.

2. Armazenamento – a letra do regime admite que se considerem sistemas “puros” de armazenamento para a celebração de um acordo, operando, com tal previsão, uma extensão prática do âmbito desta modalidade.

# ARTICULAÇÃO COM REGIMES ESPECÍFICOS: AVALIAÇÃO DE IMPACTE AMBIENTAL E ANÁLISE DE INCIDÊNCIAS AMBIENTAIS

DIANA ETTNER

## I. Introdução

O preâmbulo do [DL 15/2022](#), destaca, no plano da atividade administrativa de controlo prévio das atividades do SEN, uma ideia de compatibilização dos vários objetivos de política pública em presença, impondo-se entre eles a “consideração dos valores ambientais”<sup>1</sup>.

Tendo em conta esta ideia de compatibilização de objetivos de política pública, o presente artigo visa analisar de que forma se articulam, no âmbito do [DL 15/2022](#), os procedimentos de controlo prévio das atividades de produção e armazenamento de eletricidade com alguns regimes específicos de natureza ambiental.

<sup>1</sup> A atividade administrativa de controlo prévio das atividades do SEN surge, de acordo com o preâmbulo, como o primeiro eixo fundamental em que se estrutura o nodo diploma.

Em especial, teremos em conta: (i) a articulação com o RJAIA, aprovado pelo [Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro](#), na sua redação atual<sup>2</sup>; e (ii) o regime da AInCA, tal como previsto nos artigos 44.º a 47.º do [DL 15/2022](#). Adicionalmente, serão ainda consideradas as regras, de natureza temporária, recentemente aprovadas nesta matéria pelo [Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril](#)<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> O Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, foi alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 47/2014, de 24 de março, 179/2015, de 27 de agosto, pela Lei n.º 37/2017, de 2 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 102-D/2020, de 10 de dezembro.

<sup>3</sup> O Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, retificado pela Declaração de Retificação n.º 14-A/2022, de 26 de abril, aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis, prevendo a sua vigência pelo prazo de dois anos.

A título de nota inicial, antecipamos que, quanto às soluções adotadas pelo novo diploma nesta matéria, não são introduzidas alterações estruturais relativamente às opções até agora vigentes.

Procede-se, ainda assim, e por um lado, a uma sistematização das regras aplicáveis nesta matéria, patente, desde logo, na sua inclusão numa secção específica (a Secção VII) do Capítulo II do diploma, dedicada à “articulação com regimes específicos”.

Por outro lado, introduzem-se algumas clarificações relevantes, sobretudo no que se refere à articulação com o procedimento de AIA.

Porventura mais significativas, embora com um prazo de vigência limitado a dois anos, são as regras aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril.

## II. A articulação com o regime da AIA

### A. Enquadramento: o âmbito dos projetos sujeitos a AIA

Como decorre do seu artigo 1.º, n.º 1, o RJAIA regula a avaliação de impacto

ambiental «dos projetos públicos e privados que sejam suscetíveis de produzir efeitos significativos no ambiente».

Sem entrar na densificação de cada um destes conceitos, o que cabe referir, por se afigurar relevante para compreender as especificidades introduzidas no DL 15/2022, é que o RJAIA define o âmbito dos projetos sujeitos a AIA de acordo com três critérios essenciais<sup>4</sup>.

Em primeiro lugar, um critério de tipificação de projetos que, independentemente da sua localização, estão sujeitos a AIA. Estes projetos estão identificados no Anexo I do RJAIA e incluem, por exemplo, a construção de linhas aéreas de transporte de eletricidade com uma tensão igual ou superior a 220 kV e cujo comprimento seja superior a 15 km (cf. n.º 19 do Anexo I do RJAIA)<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Para além destes três critérios essenciais, o artigo 1.º, n.º 3, alínea c), do RJAIA, prevê ainda a sujeição a AIA dos projetos que, em função da sua localização, dimensão ou natureza, sejam considerados como passíveis de provocar impacto significativo no ambiente por decisão conjunta dos membros do Governo responsáveis pela área do projeto e do ambiente.

<sup>5</sup> Estes projetos correspondem aos que estão identificados no Anexo I da Diretiva n.º 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011, alterada

Em segundo lugar, um critério de fixação de limiares, de acordo com o qual os projetos apenas ficam sujeitos a AIA se estiverem abrangidos pelos limiares fixados para o caso geral ou para as áreas sensíveis<sup>6</sup> consoante a localização do projeto<sup>7</sup>. Estes projetos, assim como os limiares aplicáveis, estão identificados no Anexo II do RJAIA, e incluem, entre outros, com potencial relevância para as atividades prosseguidas no âmbito do SEN:

pela Diretiva 2014/52/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de abril de 2014 (Diretiva 2011/92), cujas tipologias a Diretiva considera que têm um impacto significativo no ambiente.

<sup>6</sup> São consideradas áreas sensíveis, de acordo com a alínea a) do artigo 2.º do RJAIA: (i) áreas protegidas, classificadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho; (ii) sítios da Rede Natura 2000, zonas especiais de conservação e zonas de proteção especial, classificadas nos termos do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, no âmbito das Diretivas n.ºs 79/409/CEE, do Conselho, de 2 de abril de 1979, relativa à conservação das aves selvagens, e 92/43/CEE, do Conselho, de 21 de maio de 1992, relativa à preservação dos habitats naturais e da fauna e da flora selvagens; e (iii) zonas de proteção dos bens imóveis classificados ou em vias de classificação, definidas nos termos da Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro.

<sup>7</sup> Estes projetos correspondem aos que estão identificados no Anexo II da Diretiva 2011/92, cujas tipologias a Diretiva considera que não têm necessariamente um impacto significativo no ambiente, dando aos Estados-Membros a possibilidade de fixar limiares ou outros critérios (como a análise caso a caso) para determinar a sua sujeição a AIA.

- (i) Instalações industriais destinadas à produção de energia elétrica, nos casos em que a potência instalada seja igual ou superior a 50 MW (no caso geral) ou a 20 MW (nas áreas sensíveis)<sup>8</sup>;
- (ii) Instalações industriais destinadas ao transporte de energia elétrica por cabos aéreos com uma tensão elétrica igual ou superior a 110 kV e uma extensão igual ou superior a 10 km (no caso geral) ou apenas uma tensão elétrica igual ou superior a 110 kV (nas áreas sensíveis)<sup>9</sup>;
- (iii) Instalações para produção de energia hidroelétrica com uma potência instalada igual ou superior a 20 MW (no caso geral) ou todas (nas áreas sensíveis)<sup>10</sup>;
- (iv) Aproveitamento de energia eólica para produção de eletricidade

<sup>8</sup> Cf. n.º 3, alínea a) do Anexo II do RJAIA.

<sup>9</sup> Cf. n.º 3, alínea b) do Anexo II do RJAIA, que ainda prevê, com os mesmos limiares que os indicados para o caso geral e as áreas sensíveis, as subestações com linhas.

<sup>10</sup> Cf. n.º 3, alínea h) do Anexo II do RJAIA, que exceciona da sujeição a AIA nas áreas sensíveis as instalações para produção de energia hidroelétrica com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e desde que não impliquem alteração do regime fluvial do curso de água nem implantação de novas infraestruturas hidráulicas.



quanto a parques eólicos com 20 ou mais torres ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outros parques similares (no caso geral) ou com 10 ou mais torres ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outros parques similares (nas áreas sensíveis)<sup>11</sup>.

Em terceiro lugar, um critério assente numa análise caso a caso, que no caso de projetos não localizados em áreas sensíveis, consiste numa apreciação prévia a levar a cabo pela entidade licenciadora competente sobre a suscetibilidade de um projeto específico provocar impacte significativo no ambiente em função da sua localização, dimensão ou natureza, aplicável no caso de projetos identificados no Anexo II do RJAIA não abrangidos pelos limiares aí fixados<sup>12</sup>. Neste caso, nos termos

<sup>11</sup> Cf. n.º 3, alínea *i*) do Anexo II do RJAIA, que no caso geral ainda inclui o caso do sobre-equipamento de parques eólicos existentes que não tenham sido sujeitos a AIA, sem que o resultado final do projeto existente com o sobre-equipamento, isolado ou conjuntamente com sobre-equipamentos anteriores não sujeitos a AIA, implique um total de 20 ou mais torres ou que a distância relativamente a outro parque similar passe a ser inferior a 2 km.

<sup>12</sup> Assentando numa análise específica de projetos, que tem em conta as suas especificidades e particularidades, pode dizer-se que a análise caso a caso como critério para a determinação da sujeição a AIA, se opõe à determinação dessa sujeição

do artigo 1.º, n.º 3, alínea *b*), subalínea *iii*), do RJAIA, o impacte do projeto no ambiente deve ser avaliado de acordo com os critérios estabelecidos no Anexo III do diploma<sup>13</sup>, e tendo em conta o procedimento estabelecido no artigo 3.º do mesmo regime, que prevê um parecer prévio da autoridade de AIA<sup>14</sup>. No caso de projetos localizados em áreas sensíveis, a necessidade de sujeição a AIA é decidida pela própria autoridade de AIA.

É ainda de referir que, nos termos do artigo 1.º, n.º 4, do RJAIA, estão também sujeitas a AIA alterações ou ampliações de projetos incluídos nos Anexos I e II do diploma, quando se verificarem as condições identificadas nas diversas alíneas do preceito.

Feito este enquadramento geral, não se pode deixar de referir, antes de avançar na presente análise, que a opção do RJAIA quanto à determinação dos projetos sujeitos a avaliação de

com base nos Anexos I e II, que assenta na prévia definição de tipologias de projetos (e, quando aplicável, limiares) sujeitos a avaliação.

<sup>13</sup> Estes critérios têm em conta as características, a localização e o impacte potencial dos projetos.

<sup>14</sup> Nos termos do artigo 8.º, n.º 1, do RJAIA, são autoridades de AIA a APA ou as CCDR, consoante os casos previstos nas alíneas *a*) e *b*) do referido artigo.

impacte ambiental, assente, no caso dos projetos identificados no Anexo II, numa combinação de critérios para essa mesma determinação (a fixação de limiares e a análise caso a caso), não configura a única opção possível em face do direito europeu.

Com efeito, o RJAIA procede à transposição para a ordem jurídica interna da [Diretiva n.º 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011](#), alterada pela Diretiva 2014/52/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de abril de 2014 (Diretiva 2011/92).

Ora, no que se refere aos projetos incluídos no Anexo II da citada Diretiva (correspondentes aos que se encontram identificados no Anexo II do RJAIA), o artigo 4.º, n.º 2, da mesma estabelece que a determinação dos projetos sujeitos a avaliação de impacte ambiental, a levar a cabo pelo Estados-Membros, deve ser feita com base numa análise caso a caso ou nos limiares ou critérios por eles fixados, podendo igualmente os Estados-Membros optar pela aplicação dos dois procedimentos identificados.

No caso português, o legislador optou, como se viu, pela combinação dos dois procedimentos em causa, sendo de

destacar que esta opção, correspondendo a uma transposição da Diretiva que podemos qualificar de “pelo máximo”, pode sempre ser reponderada à luz da margem concedida pela legislação europeia.

Dito isto, avancemos então para as especificidades consagradas no regime jurídico do SEN com respeito à avaliação de impacte ambiental.

## B. O regime de AIA no âmbito do SEN

Tal como referido, o DL 15/2022 dedica uma secção específica do Capítulo II à articulação com regimes específicos, sendo de destacar, quanto ao procedimento de AIA, os artigos 42.º e 43.º do diploma.

Vejamos cada uma destas normas.

Começando pelo artigo 42.º do DL 15/2022, destina-se o mesmo a introduzir algumas precisões quanto à avaliação caso a caso de projetos não localizados em áreas sensíveis<sup>15</sup>, cujo regime geral, tal como se encontra

<sup>15</sup> Quanto aos projetos localizados em áreas sensíveis, uma vez que, como vimos, a decisão é da própria Autoridade da AIA, não é aqui incluída qualquer especificidade.

consagrado no RJAIA, descrevemos acima.

Assim, começa-se por clarificar, na parte final do artigo 42.º, n.º 1, do DL 15/2022, que a decisão de sujeição a AIA dos projetos não localizados em áreas sensíveis, submetidos a uma análise caso a caso, compete à DGEG.

Trata-se, em nosso entender, de uma regra que já decorre, para a generalidade dos projetos abrangidos pelo DL 15/2022, das nomas gerais do RJAIA, tendo aqui um alcance, acima de tudo, clarificador.

Estabelece-se depois, no artigo 42.º, n.º 2, do DL 15/2022, que nas situações de ausência de pronúncia por parte da autoridade de AIA, nos termos artigo 3.º, n.º 4, do RJAIA, o projeto não está sujeito a AIA, devendo o procedimento prosseguir.

Se quanto à primeira parte da norma, o regime é o que resulta já do RJAIA, para o qual este preceito remete<sup>16</sup>, não resulta absolutamente clara a referência

<sup>16</sup> Com efeito, estabelece-se no artigo 3.º, n.º 4, do RJAIA, que o parecer da autoridade da AIA é emitido no prazo de 20 dias, e que a ausência de pronúncia determina a não sujeição a AIA do projeto sujeito a esse parecer.

que é feita na sua parte final, ao prosseguimento do processo nos casos de ausência de pronúncia por parte da autoridade de AIA, que importaria clarificar<sup>17</sup>.

Passando agora à análise do disposto no artigo 42.º, n.º 3, do DL 15/2022, aí se prevê que a autoridade nacional de AIA pode, mediante despacho conjunto com o diretor-geral da DGEG, identificar tipologias de projetos não suscetíveis de provocar impactes significativos no ambiente, em que a pronúncia e a decisão no âmbito da análise caso a caso não têm lugar. A título exemplificativo, são referidas as situações de projetos de centros eletroprodutores de fonte primária solar ou eólica que tenham uma potência igual ou inferior a 1 MVA.

Sem prejuízo de a emissão deste tipo de despachos já ocorrer durante a vigência da legislação anterior<sup>18</sup>, parece-nos que a previsão expressa desta possibilidade se

<sup>17</sup> Em especial, não fica claro se nessa matéria se pretende introduzir algum desvio quanto à necessidade de decisão sobre a sujeição a AIA por parte da entidade licenciadora ou competente, prevista no RJAIA.

<sup>18</sup> A título de exemplo, refira-se o Despacho Conjunto de 7 de outubro de 2021, com o assunto: “Aplicabilidade do regime jurídico de AIA a centros electroprodutores tendo como fonte primária a energia solar e localizados em áreas artificializadas”.

destina a clarificar a possibilidade da sua aprovação, com o intuito de simplificação e maior celeridade de procedimentos. A adoção de despachos com este alcance pode trazer consigo duas vantagens principais.

Por um lado, a potencialidade de evitar que, nos casos em que se já tenha verificado a insusceptibilidade de determinados projetos causarem impactes negativos no ambiente, sejam iniciadas análises caso a caso, que implicam naturalmente um tempo adicional na tramitação dos procedimentos e a afetação de recursos humanos a essa análise. Esta vantagem é tanto maior quanto mais estes despachos tiverem por objeto situações em que se verifiquem números elevados de pedidos de apreciação prévia, instruídos nos termos do artigo 3.º do RJAIA.

Por outro lado, a possibilidade de garantir uniformidade de entendimentos no âmbito das entidades envolvidas, evitando apreciações díspares sobre as mesmas realidades.

O que há que garantir, naturalmente, é que os despachos emitidos sejam o mais claros possível, seja quanto aos projetos neles abrangidos, seja quanto à sua aplicação no tempo, seja ainda quanto

a eventuais formalidades que possam prever, de modo a evitar que se possam tornar uma fonte adicional de incerteza num domínio que já por si traz algumas dúvidas aos operadores.

A este propósito, refira-se que, ao abrigo desta norma, foi recentemente emitido pela APA e DGEG, em 15 de março de 2022, despacho conjunto sobre a aplicabilidade do regime jurídico de AIA a unidades de pequena produção tendo como fonte primária a energia solar.

Atentando agora no artigo 43.º do DL 15/2022, estão aí em causa algumas especificidades do procedimento de AIA no âmbito da alteração da licença de produção, com particular relevância quanto à análise caso a caso em situações de alterações a projetos já anteriormente sujeitos a AIA.

Nesta matéria, o RJAIA prevê, no artigo 1.º, n.º 4, alínea *c*), que estão sujeitas a AIA as alterações ou ampliações de projetos incluídos nos Anexos I ou II, já anteriormente sujeitos a AIA e autorizados, executados ou em execução, que: *(i)* correspondam a um aumento igual ou superior a 20% do limiar e sejam consideradas com base em análise caso a caso como suscetíveis de causar impacto significativo no ambiente; ou

(ii) não estando fixado limiar ou não havendo lugar a aumento do limiar sejam consideradas com base em análise caso a caso como suscetíveis de causar impacto significativo no ambiente.

O que o artigo 43.º, n.º 3, do DL 15/2022 vem prever é que, quando estejam em causa pedidos de alteração da licença de produção relativos a projetos já submetidos a procedimento de AIA, não é necessária a solicitação da análise caso a caso pela DGEG à autoridade de AIA, nos casos de alteração da licença de produção a partir de fonte primária solar ou eólica que: (i) não implique objetivamente qualquer alteração à decisão de AIA e respetivos fundamentos; e (ii) não implique alteração à implantação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento ou implique uma diminuição da área de implantação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento.

Identificadas as principais disposições do DL 15/2022 aplicáveis ao procedimento de AIA, importa ainda dar nota da recente publicação do Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, que veio aprovar medidas excecionais para assegurar a simplificação de

procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis.

Adotado com vista a acelerar a transição energética, este regime excepcional veio introduzir importantes regras em matéria de AIA, aplicáveis aos projetos de: (i) centros eletroprodutores de fontes de energia renováveis, instalações de armazenamento e UPAC e respetivas linhas de ligação à RESP; (ii) instalações de produção de hidrogénio por eletrólise a partir de água; e (iii) infraestruturas de transporte e distribuição de eletricidade.

Destacamos como especialmente relevantes duas regras adotadas por este diploma, relacionados com o procedimento de AIA.

Em primeiro lugar, o artigo 2.º, n.º 1, do DL 30-A/2022 vem prever que, no que respeita aos projetos incluídos no seu âmbito de aplicação, deixa de ser obrigatória a análise caso a caso, quando esses projetos estejam localizados fora das áreas sensíveis e estejam abaixo dos limiares aplicáveis. Nestas situações, a análise caso a caso passa apenas a ter lugar quando, justificadamente, a DGEG, enquanto entidade licenciadora, considere que há indícios de que o projeto é suscetível de provocar impactes significativos no ambiente.

Em segundo lugar, o artigo 2.º, n.º 4, deste diploma vem determinar que, quanto aos projetos de energias renováveis por ele abrangidos, a emissão de pareceres e/ou autorizações previstos em legislação setorial tem lugar no âmbito do procedimento de AIA ou de AInCA, realizado em fase de projeto de execução. Clarificando na parte final do preceito que se esgota, nessa sede, a intervenção das entidades competentes para esses pareceres/autorizações, esta regra vem eliminar a necessidade de novas pronúncias dessas mesmas entidades sobre o mesmo assunto, permitindo ganhos de celeridade nos procedimentos de instalação e entrada em funcionamento deste tipo de projetos.

### III. A análise de incidências ambientais

No que se refere à AInCA, as soluções do DL 15/2022 vêm, no essencial, manter a regulamentação que já constava do anterior regime<sup>19</sup>, com algumas alterações que importa assinalar.

<sup>19</sup> Artigos 10.º-A a 10.º-C do [Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto](#), na redação introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Assim, quanto às situações em que há lugar a AInCA, o artigo 44.º, n.º 1, do DL 15/2022 mantém como regra a da sua aplicação à emissão de licença de produção de projetos que não estejam abrangidos pelo RJAIA, precisando agora que estamos a falar de centro eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento.

É, contudo, introduzida uma alteração nesta matéria, que importa assinalar.

Com efeito, o artigo 10.º-A, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 172/2006 previa que a AInCA tinha lugar nos casos de emissão de licença de produção não abrangidos pelo RJAIA e cuja localização estivesse previstas em áreas da Rede Natura 2000.

Agora, diferentemente, deixa de haver a referência à localização dos projetos, passando a dizer-se que o procedimento de AInCA tem lugar «quando a legislação setorial expressamente o determine». Apesar de esta redação não ser absolutamente clara, parecem-nos que a remissão que passa a existir para a “legislação setorial” tem em vista regimes jurídicos de natureza ambiental que determinem a necessidade de AInCA, como é o caso do [Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril](#), na sua redação atual, no seu artigo 10.º.

Quanto ao procedimento da AInCA, são mantidas as principais disposições que já constavam do anterior regime, seja quanto à competência das CCDR para a sua realização, seja quanto a prazos, seja ainda quanto a fases e formalidades procedimentais. Adicionalmente, passa apenas a contemplar-se uma disposição sobre este tipo de análise no âmbito de alteração da licença de produção, no artigo 47.º do DL 15/2022.

Neste ponto, o novo diploma vem prever que quando a emissão da licença de produção tenha sido precedida de AInCA, a DGEG remete o pedido de alteração à CCDR territorialmente competente, para pronúncia sobre a manutenção da DInCA. Excetuam-se, contudo, da necessidade desta pronúncia, as mesmas situações em que é dispensada a análise caso a caso de pedidos de alteração a projetos já submetidos a procedimento de AIA, que já acima referimos, ou seja, os casos que: *(i)* não impliquem objetivamente qualquer alteração à decisão de AIA e respetivos fundamentos; e *(ii)* não impliquem alteração à implantação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento ou implicar uma diminuição da área de implantação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento.

#### IV. Reflexão final

A título de consideração final sobre esta matéria, o que se dirá é que são naturalmente positivos os propósitos de clarificação e simplificação de regimes, que se procuraram alcançar com algumas das regras que acabámos de descrever.

Não se pode, contudo, deixar de questionar se não seria possível ir ainda mais longe em matéria de simplificação e articulação de procedimentos, sobretudo nos casos em que há lugar a AIA – e esta é, como é reconhecido, tão complexa e abrangente, avaliando os projetos em todas as suas múltiplas dimensões.

Em especial, pergunta-se se não seria possível criar procedimento únicos e verdadeiramente integrados, que acautelassem a avaliação do impacto ambiental de projetos e de controlo prévio das atividades do SEN, em termos que são, aliás, reconhecidos como possíveis pela própria Diretiva 2011/92<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> Com efeito, o artigo 2.º, n.º 2, da Diretiva 2011/92 determina que: «[a] avaliação do impacto ambiental pode ser integrada nos processos existentes para aprovação de projetos nos Estados-Membros, ou, na falta deles, noutros processos ou em processos a estabelecer para responder aos objetivos da presente diretiva».

Este é, em certa medida, o caminho adotado pelo DL 30-A/2022, de 18 de abril, em especial quando centraliza no procedimento de AIA relativo a projetos em fase de execução, a intervenção das entidades competentes para a emissão de pareceres e autorizações previstos em legislação setorial. Seria agora importante monitorizar e avaliar os efeitos desta regra, de modo a ser possível aproveitar todo o seu potencial em situações semelhantes.

# COMENTÁRIO AO NOVO REGIME DE CEDÊNCIAS MUNICIPAIS E À ARTICULAÇÃO COM O RJUE

RUI RIBEIRO LIMA  
INÊS VIEIRA

## I. O novo regime de cedências municipais

### A. Antecedentes

Desde cedo que os municípios exigem aos titulares de centro eletroprodutor de fonte renovável a realização de cedências ou o pagamento de compensações em virtude da implantação de centro eletroprodutor nas suas circunscrições.

No entanto, certo é que esta prática se apresentou ao longo do tempo verdadeiramente díspar entre os municípios: por um lado, nem todos os municípios exigem a realização de cedências ou o pagamento de compensações por parte dos titulares de centro eletroprodutor para efeitos de implantação das referidas instalações no seu território; por outro lado, os municípios que exigem tais prestações, fazem-no de forma heterogênea entre

si – ora reclamando compensações monetárias (únicas ou a título de renda, mensal ou anual, e com valores associados distintos), ora requerendo a realização de prestações não pecuniárias (onde se enquadra, com especial preponderância, a construção de equipamentos de utilização coletiva para servir as coletividades locais).

O enquadramento legal destas pretensões dos municípios era, até à entrada em vigor do DL 15/2022, dado pelo (i) Decreto-Lei n.º 424/83, de 6 de dezembro, que veio consagrar o pagamento de uma renda anual pela EDP<sup>1</sup>, enquanto titular de centros produtores hidroelétricos<sup>2</sup>, aos municípios cuja área territorial

<sup>1</sup> Na altura com o estatuto de empresa pública.

<sup>2</sup> E também enquanto titular de centros produtores termoeletricos.

fosse atingida pela zona de influência dos referidos centros produtores, e pelo (ii) Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, que veio prever a obrigação dos titulares de centros produtores eólicos abrangidos pelo regime de remuneração garantida previsto no referido Anexo II pagarem uma renda aos municípios. As demais compensações e cedências exigidas pelos municípios não dispunham de enquadramento legal, circunstância que se traduzia num elemento de grande imprevisibilidade para os titulares de centro eletroprodutor no contexto do seu licenciamento.

O DL 15/2022 pretendeu, assim, instituir um regime jurídico de cedências estabelecendo-se «um mecanismo previsível, transparente e não discriminatório de cedências pelos produtores que visa concorrer para a satisfação das necessidades energéticas das autarquias e populações locais, disciplinando [...] uma prática que tem sido aleatória, desregulada e raras vezes articulada com o propósito primordial dos respetivos projetos»<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Cf. preâmbulo do DL 15/2022.

## B. O regime de cedências (e compensações) ao(s) município(s) no DL 15/2022

O novo regime de cedências, constante no artigo 49.º do DL 15/2022, é aplicável aos titulares de centro eletroprodutor de fonte renovável ou de instalação de armazenamento com uma potência de ligação atribuída superior a 1 MVA<sup>4</sup> que obtenham o TRC a partir de dia 15 de janeiro de 2022<sup>5</sup>. A formalização da cedência – através de protocolo devidamente assinado – é condição para a emissão da licença de exploração do centro eletroprodutor<sup>6</sup>.

O artigo 49.º estabelece dois regimes de cedências distintos, aplicáveis consoante as respetivas instalações disponham de uma potência de ligação atribuída (i) superior a 50 MVA ou (ii) inferior ou

<sup>4</sup> Os titulares de centro eletroprodutor de fonte renovável ou de instalação de armazenamento que disponha de uma potência de ligação atribuída inferior a 1 MVA – cuja instalação e operação está sujeita, nos termos do n.º 3 do artigo 11.º, a registo prévio e a certificado de exploração, e já não a licença de produção e de exploração – não estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do preceito. Estão igualmente excluídos do âmbito de aplicação do preceito as «alterações ao título de controlo prévio para reequipamento ou sobre-equipamento, [e] [...] a emissão de título de controlo prévio para hibridização», cf. n.º 8 do artigo 49.º.

<sup>5</sup> Cf. n.º 6 do artigo 276.º.

<sup>6</sup> Cf. n.º 5 do artigo 49.º.

igual a 50 MVA, mas superior a 1 MVA.

Assim:

- Os titulares de centro eletroprodutor de fonte renovável ou de instalação de armazenamento com uma potência de ligação atribuída superior a 50 MVA, devem ceder, por uma única vez e gratuitamente, ao(s) município(s) onde se localiza o centro eletroprodutor ou a instalação de armazenamento:
  - UPAC com potência instalada equivalente a 0,3% da potência de ligação atribuída para instalação em edifícios municipais ou equipamentos de utilização coletiva ou, por indicação do município, às populações que se localizam na proximidade da instalação; ou, em alternativa,
  - postos de carregamento de veículos elétricos com potência instalada equivalente a 0,3% da potência de ligação atribuída, a instalar em espaço público e para utilização pública<sup>7</sup>.

No caso de os edifícios municipais ou os equipamentos de utilização coletiva

<sup>7</sup> Cf. n.º 1 do artigo 49.º.

já estarem equipados com UPAC, o preceito prevê que o(s) município(s) pode(rão) determinar a substituição da cedência por uma compensação, única e em numerário, no valor de 1500 EUR por MVA de potência de ligação atribuída<sup>8</sup>. No mesmo sentido, se não existir acordo com o(s) município(s) quanto à cedência a realizar, também o titular do centro eletroprodutor de fonte renovável ou de instalação de armazenamento pode substituir a cedência pela compensação monetária referida<sup>9</sup>.

- Os titulares de centro eletroprodutor de fonte renovável ou de instalação de armazenamento com uma potência de ligação atribuída igual ou inferior a 50 MVA e superior a 1 MVA, devem pagar ao(s) município(s) onde se localiza o centro eletroprodutor ou a instalação de armazenamento uma compensação, única e em numerário,

<sup>8</sup> Cf. segunda parte do n.º 3 do artigo 49.º. Dúvidas subsistem, porém, quanto à articulação desta faculdade do município face à faculdade do titular do centro eletroprodutor de ceder ao município, alternativamente, postos de carregamento, conforme previsto no n.º 1 do artigo 49.º.

<sup>9</sup> Cf. n.º 6 do artigo 49.º. O mencionado preceito confere aos titulares de centro eletroprodutor de fonte renovável ou de instalação de armazenamento a garantia de que a obtenção da licença de exploração não ficará prejudicada pela falta de acordo como o município sobre a tipologia de cedência a promover.

no valor de 1500 EUR por MVA de potência de ligação atribuída<sup>10</sup>.

É ainda de salientar, em obediência ao princípio da segurança jurídica, que o novo regime das cedências, cujas principais traços elencámos acima, determina que nenhuma outra contrapartida ou cedência poderá ser exigida aos titulares de centro eletroprodutor de fonte renovável ou de instalação de armazenamento para além das estabelecidas no diploma em apreço<sup>11</sup>, contribuído, assim, para a proteção das suas legítimas expectativas.

### C. O regime das cedências como instrumento de política energética

Para além de pretender estabelecer um enquadramento regulatório com vista à introdução de um fator de estabilidade e de previsibilidade na instalação de centros eletroprodutores, o instituto das cedências agora previsto no DL 15/2022 apresenta-se como um instrumento de promoção das políticas de descarbonização: (i) no setor residencial e nos edifícios públicos; e (ii) no setor da mobilidade, nos termos do artigo 39.º da [Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro](#).

<sup>10</sup> Cf. n.ºs 2 e 3 do artigo 49.º.

<sup>11</sup> Cf. n.º 9 do artigo 49.º.

Isto é verdade para as duas tipologias de cedências previstas pelo legislador, UPAC e postos de carregamento, em que as primeiras se destinam a promover a descarbonização no setor residencial e nos edifícios públicos, mediante a promoção do aumento da eficiência energética nos edifícios, e as segundas a descarbonização no setor da mobilidade, através do fomento da mobilidade elétrica.

No que concerne às compensações monetárias, estas são, por imperativo legal, canalizadas para o aumento da eficiência energética e para a melhoria do conforto térmico nos edifícios municipais, equipamentos de utilização coletiva ou edifícios habitacionais, através da adoção do seguinte elenco taxativo de ações: (i) substituição de janelas não eficientes por janelas eficientes, de classe energética igual ou superior a “A+”; (ii) aplicação ou substituição de isolamento térmico em coberturas, paredes ou pavimentos, recorrendo a materiais de base natural ou que incorporem materiais reciclados, bem como a substituição de portas de entrada; (iii) sistemas de aquecimento e/ou arrefecimento ambiente e/ou de águas quentes sanitárias que recorram a energia renovável, de classe energética “A+” ou superior; (iv) sistemas de



armazenamento; (v) intervenções que visem a eficiência hídrica; e (vi) intervenções para incorporação de soluções de arquitetura bioclimática, que envolvam a instalação ou adaptação de elementos fixos dos edifícios como sombreamentos, estufas e coberturas ou fachadas verdes, privilegiando soluções de base natural<sup>12</sup>.

## II. A articulação com o RJUE

### A. A informação prévia favorável

Uma importante novidade a destacar quanto à disciplina constante do DL 15/2022 é o recurso aos institutos consagrados no RJUE, conforme se pode, desde logo, observar nos elementos instrutórios do pedido de atribuição de licença de produção. Em concreto, o DL 15/2022 veio substituir a obrigatoriedade de apresentação: (i) de parecer favorável sobre a localização do centro eletroprodutor emitido pela câmara municipal; e (ii) de parecer de localização emitido pela CCDR territorialmente competente – sempre que o projeto não estivesse sujeito a AIA ou a AInCA<sup>13</sup> –, pela apresentação de

**informação prévia favorável** emitida pela câmara municipal sempre que o projeto não esteja sujeito a AIA ou a AInCA<sup>14</sup>.

A solução introduzida pelo DL 15/2022 tem a virtualidade de reconduzir a pronúncia a emitir pela câmara municipal a uma figura jurídica amplamente consolidada no ordenamento jurídico, particularmente no RJUE, contribuindo, assim, para a previsibilidade e estabilidade do sistema e para a proteção das legítimas expectativas dos promotores de centros eletroprodutores ou de instalações de armazenamento.

De facto, contrariamente ao que se processava ao abrigo da legislação previamente vigente, que deixava na discricionariedade dos municípios a definição não só dos elementos que deveriam ser entregues pelos promotores e da ordem à emissão do parecer favorável quanto à localização, como do conteúdo concreto desse parecer, assistindo-se a entendimentos díspares entre municípios. O recurso à figura da informação prévia tem a virtualidade de tornar agora claro que os elementos a entregar pelo promotor à câmara

municipal e, bem assim, a avaliar por esta última, são os elencados no ponto II do Anexo I da [Portaria n.º 113/2015, de 22 de abril](#). A isto acresce que o conteúdo da apreciação camarária e da decisão a proferir tem enquadramento jurídico próprio, com as consequências plasmadas na lei, nomeadamente quanto ao período de um ano em que a informação prévia favorável vigora como ato constitutivo de direitos e de vinculação do município à decisão sobre a operação urbanística.

### B. As obras de escassa relevância urbanística

Em sede de articulação com o RJUE, o DL 15/2022 veio, ainda, ampliar o elenco de operações de instalação de painéis solares fotovoltaicos que constituem obras de escassa relevância urbanística e que, como tal, estão isentas de controlo urbanístico prévio. Recorde-se, a este propósito, a alínea g) do n.º 1 do artigo 6.ºA do RJUE que já reconduzia ao conceito de obra de escassa relevância urbanística a instalação de painéis solares fotovoltaicos «[...] associada a edificação principal [...] que não excedam [...] a área de cobertura da edificação e a cêrcea desta em 1 m de altura [...]».

Por força do n.º 1 do artigo 48.º, o DL 15/2022 veio ainda classificar como

obras de escassa relevância urbanística a instalação de painéis solares fotovoltaicos «em estruturas edificadas preexistentes que não constituam edifícios ou implantados diretamente no solo em áreas delimitada, designadamente de conjuntos comerciais, grandes superfícies comerciais, parques ou loteamentos industriais, plataformas logísticas, parques de campismo e parques de estacionamento».

No essencial, enquanto o RJUE classifica como obras de escassa relevância urbanística a instalação dos painéis fotovoltaicos na cobertura de edifícios, pretendeu o DL 15/2022 consagrar como obras dispensadas de controlo prévio urbanístico a instalação de painéis fotovoltaicos fora de edifícios desde que inserida numa área delimitada que esteja ao serviço e que atue como auxiliar de um uso principal. É o caso, por exemplo, da instalação de painéis fotovoltaicos em áreas usualmente dedicadas a estacionamento exterior dentro da área de influência de uma área comercial.

Mas, à semelhança do que igualmente ocorre com a disciplina do RJUE, a isenção de controlo prévio municipal não se aplica sempre que a instalação dos painéis acima referidos ocorra em imóveis classificados ou em vias de

<sup>12</sup> Cf. n.º 4 do artigo 49.º.

<sup>13</sup> Alínea j) do Anexo I do DL 172/2006, na redação vigente antes da entrada em vigor do DL 15/2022.

<sup>14</sup> Cf. alínea j) do Anexo I do DL 15/2022.

classificação, ou em imóveis inseridos em conjuntos classificados ou em vias de classificação, ou em imóveis situados nas zonas de proteção de imóveis classificados ou em vias de classificação.

De notar, igualmente, que a instalação de painéis solares fotovoltaicos, ainda que isenta de controlo urbanístico prévio, deve ser precedida de notificação, para conhecimento, à câmara municipal competente<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> Cf. n.º 4 do artigo 48.º.

## RECONHECIMENTO DE INTERESSE PÚBLICO E DE UTILIDADE PÚBLICA: ARTIGOS 22.º, N.º 13, 54.º, N.º 2, E 112.º DO DECRETO-LEI N.º 15/2022, DE 14 DE JANEIRO

MICUEL NOGUEIRA DE BRITO

### I. Introdução: uma mudança de paradigma no reconhecimento do interesse e utilidade pública dos centros eletroprodutores e das instalações da RESP

O DL 15/2022 veio regular em termos inovadores a questão do interesse público e da utilidade pública da instalação de centros eletroprodutores e ainda das instalações da RESP, pondo termo a uma certa ambiguidade e indefinição do regime anterior a este propósito.

Para além da necessária clarificação do regime do interesse público e da utilidade pública das instalações elétricas, o DL 15/2022 opera ainda

uma mudança de paradigma nesta matéria. Assim, enquanto o regime anterior fazia depender, em vários casos, o reconhecimento de interesse e utilidade pública de uma declaração para o efeito (como sucede no RLIE), o novo diploma vem fazer depender esse reconhecimento da obtenção de título de reserva de capacidade de injeção na RESP ao abrigo de procedimento concorrencial, para o caso da instalação de centros eletroprodutores, incluindo centros eletroprodutores híbridos ou hibridizados, instalações de armazenamento e respetivas linhas de ligação até ao ponto de interligação (cf. artigo 22.º, n.º 13), e da aprovação dos respetivos projetos nos termos do DL 15/2022, no caso da ligação desde o



ponto de receção para ligação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento até ao ponto de interligação (artigo 54.º, n.º 2).

Já as instalações da RESP, isto é, as instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de electricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição em BT (artigo 3.º, alínea *ggg*) continuam a ser consideradas de utilidade pública para todos os efeitos (artigo 112.º, n.º 1).

Na exposição subsequente são abordadas as seguintes questões: *(i)* o reconhecimento de interesse público e de utilidade pública para efeitos do artigo 22.º, n.º 13; *(ii)* a utilidade pública das instalações da RESP e a sua extensão à ligação entre o ponto de receção e o ponto de interligação; *(iii)* a distinção entre interesse público e utilidade pública.

## II. Reconhecimento de interesse público e utilidade pública para efeitos do artigo 22.º, n.º 13

De acordo com o artigo 22.º, n.º 13, do DL 15/2022, todas as instalações de centros eletroprodutores, incluindo centros eletroprodutores híbridos

ou híbridos, instalações de armazenamento e respetivas linhas de ligação até ao ponto de interligação que tenham obtido título de reserva de capacidade de injeção na RESP ao abrigo de procedimento concorrencial, são reconhecidas como sendo de interesse público e de utilidade pública, para todos os efeitos legais e regulamentares.

Isto significa que, se as instalações em causa tiverem obtido título de reserva de capacidade de injeção na RESP ao abrigo de procedimento concorrencial, é reconhecido o respetivo interesse público e utilidade pública, como expressamente se reconhece na citada disposição, não apenas para efeitos de constituição de servidões e expropriações de utilidade pública, mas também para efeitos de quaisquer leis ou regulamentos onde se exija o reconhecimento dos referidos interesse público e utilidade pública.

Ora, entre tais regulamentos não podem deixar de se incluir os PDM dos municípios em vigor, designadamente as respetivas disposições que estabeleçam que a construção em espaços agrícolas ou florestais só é permitida quando estejam em causa instalações de reconhecido interesse público. De facto, para os efeitos de tais disposições

regulamentares, são de considerar como de interesse ou utilidade pública as instalações reconhecidas como tal nos termos do artigo 22.º, n.º 13, do DL 15/2022.

Mas a solução não seria, em rigor, diferente, caso existissem normas de um PDM que exigissem o reconhecimento de interesse público ou de utilidade pública por deliberação da assembleia municipal. Mesmo neste caso, atendendo, desde logo, a que a norma do artigo 22.º, n.º 13, do DL 15/2022, consta de ato legislativo e as normas do PDM têm natureza meramente regulamentar<sup>1</sup>, o reconhecimento de interesse público ou de utilidade pública diretamente resultante da lei teria o efeito de dispensar o respetivo reconhecimento por deliberação da assembleia municipal.

Aliás, atenta a amplitude da formulação constante do artigo 22.º, n.º 13, citado, deve entender-se que mesmo

<sup>1</sup> Como, de resto, o artigo 2.º, n.º 1, não deixa de sublinhar, ao estabelecer que «[t]odas as ações de intervenção pública ou privada que impliquem alterações do uso do solo a realizar na área de intervenção do PDM respeitarão obrigatoriamente as disposições deste Regulamento, da planta de condicionantes e da planta de ordenamento, sem prejuízo do que se encontra definido noutras normas de hierarquia superior».

o procedimento de regularização previsto no artigo 5.º do [Decreto-Lei n.º 165/2014, de 5 de novembro](#), caso fosse aplicável, deixaria de exigir uma deliberação fundamentada de reconhecimento do interesse público municipal na regularização do estabelecimento ou instalação, emitida pela assembleia municipal, sob proposta da câmara municipal. Assim, na hipótese de a instalação em causa ser uma ampliação de instalação de centro eletroprodutor que tivesse obtido título de reserva de capacidade de injeção na RESP ao abrigo de procedimento concorrencial o reconhecimento de interesse público decorrente do disposto no artigo 22.º, n.º 13, do DL 15/2022, seria válido para efeitos do disposto no citado artigo 5.º.

## III. A utilidade pública das instalações da RESP e a sua extensão à ligação entre o ponto de receção e o ponto de interligação

Já diferente parece ser o alcance do reconhecimento da utilidade pública das instalações da RESP contido no artigo 112.º, n.º 1, do mesmo diploma.

Quando o artigo 112.º, n.º 1, estabelece que as instalações da RESP são consideradas de utilidade pública para todos os efeitos, deve entender-se que tal significa, como se esclarece no n.º 3 da mesma disposição: (i) a utilização dos bens do domínio público ou privado do Estado e dos municípios para o estabelecimento ou passagem das partes integrantes da RESP; (ii) solicitar a expropriação, por utilidade pública e urgente, dos imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RESP; (iii) solicitar o estabelecimento de servidões administrativas sobre as partes integrantes da RESP.

Adicionalmente, decorre ainda do reconhecimento de utilidade pública contido na referida disposição a aplicação do disposto no artigo 56.º do RLIE, de acordo com a qual «os proprietários ou locatários de terrenos ou edifícios que tenham de ser atravessados por linhas aéreas ou subterrâneas de uma instalação declarada de utilidade pública ficam obrigados, logo que para isso sejam avisados pelos respetivos concessionários, a permitir a entrada nas suas propriedades às pessoas encarregadas de estudos, construção, reparação ou vigilância dessas linhas e a suportar a ocupação das suas propriedades enquanto durarem os

trabalhos que a exigirem, sem prejuízo do que dispõe o artigo 55.º quanto à indemnização que lhes é devida».

As instalações da RESP, de acordo com o disposto no artigo 3.º, alínea *ggg*), reportam-se ao conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição em BT.

Todavia, para além das entidades concessionárias destas redes de serviço público, beneficiam ainda da aplicação do disposto no artigo 112.º os titulares da licença de produção aos quais caiba custear e construir a ligação desde o ponto de receção para ligação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento até ao ponto de interligação, de acordo com o disposto nos artigos 53.º, n.º 1, alínea *b*), e 54.º, n.º 2.

#### **IV. A distinção entre interesse público e utilidade pública**

Por último, cabe ainda uma breve referência aos conceitos de interesse público e de utilidade pública. O artigo 22.º, n.º 13, abrange as duas realidades,

enquanto o artigo 112.º se refere apenas à utilidade pública.

Em princípio, deve entender-se que o reconhecimento de utilidade pública produz efeitos no plano dos regimes das expropriações por utilidade pública e das servidões administrativas; por seu turno, o reconhecimento de interesse público tem um alcance potencialmente mais amplo, produzindo efeitos no sentido de considerar tal reconhecimento como verificado relativamente a quaisquer leis ou regulamentos que especificamente o exijam.

Em síntese:

- a) As instalações de centros eletroprodutores, incluindo centros eletroprodutores híbridos ou hibridizados, instalações de armazenamento e respetivas linhas de ligação até ao ponto de interligação que tenham obtido título de reserva de capacidade de injeção na RESP ao abrigo de procedimento concorrencial, são reconhecidas como sendo de interesse público e de utilidade pública, para todos os efeitos legais e regulamentares, designadamente para efeitos de constituição de servidões e

expropriações de utilidade pública (artigo 22.º, n.º 13).

- b) A ligação desde o ponto de receção para ligação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento até ao ponto de interligação é considerada de utilidade pública, para efeitos de constituição de servidões e expropriações de utilidade pública (artigo 54.º, n.º 2).
- c) As instalações da RESP, isto é, o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição em BT, são consideradas de utilidade pública para efeitos de constituição de servidões e de expropriações de utilidade pública (artigo 112.º).

# SOBREEQUIPAMENTO E REEQUIPAMENTO

HELDER M. MOURATO  
MARIANA PINTOR

## I. Introdução

A entrada em vigor do [DL 15/2022](#) veio não só consolidar o regime do sobreequipamento num único diploma (revogando assim o [Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho](#)) e estabelecer a aplicação desse regime a todos os centros eletroprodutores de fontes de energia renovável, como vem também estabelecer o novo regime do reequipamento desses centros eletroprodutores, permitindo (transitoriamente e até ao momento em que sejam atingidas as metas indicadas no PNEC 2030 para a respectiva fonte primária) o aumento da potência de ligação até um máximo de 20% da potência de ligação inicialmente atribuída.

Ambos os casos, o sobre-equipamento e o reequipamento, constituem uma alteração não substancial ao título de controlo prévio preexistente, pelo

que devem seguir o procedimento estabelecido para a respetiva alteração.

Relativamente ao sobre-equipamento, o novo diploma traz também novidades no que à remuneração diz respeito, uma vez que esta passa a ser feita (sem prejuízo dos regimes de remuneração já atribuídos antes da sua entrada em vigor) através do preço de mercado ou daquele que venha a ser fixado pelas partes em contrato bilateral.

As diversas alterações oferecidas por este novo diploma, e abaixo sumariamente identificadas, parecem consubstanciar interessantes instrumentos de política de ordenamento do território, tendo principalmente em vista o equilíbrio entre a promoção da produção de energia com recurso a fontes renováveis e as implicações que essa mesma produção pode ter na ocupação do território.

## II. Análise

O DL 15/2022 trouxe algumas novidades em matéria de substituição e alterações ao equipamento inicialmente existente nos centros eletroprodutores de fontes de energia renováveis.

Com efeito, no que respeita, por um lado, ao sobre-equipamento (*i.e.*, a alteração do centro eletroprodutor que consista num aumento da potência instalada<sup>1</sup> através da instalação de mais equipamentos geradores ou de inversores, até ao limite de 20% da potência de ligação<sup>2</sup> atribuída ao centro eletroprodutor na licença de produção inicial) o respetivo regime deixa de ser objeto de regulamentação autónoma (revogando-se o Decreto-Lei

n.º 94/2014, de 24 de junho<sup>3</sup>) e passa a aplicar-se a todos os centros eletroprodutores de energias renováveis (exceto aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA<sup>4</sup>) e não apenas aos centros eletroprodutores eólicos de implantação terrestre com remuneração garantida, como sucedia anteriormente.

Por outro lado, quanto ao regime do reequipamento (*i.e.*, a substituição total ou parcial dos equipamentos geradores do centro eletroprodutor de fonte primária renovável, “sem alteração do polígono de implantação” do centro eletroprodutor preexistente), o legislador criou um regime novo, embora de natureza transitória – de facto, a possibilidade de efetuar o reequipamento de um centro eletroprodutor cessa, relativamente aos centros eletroprodutores de cada fonte primária, quando forem atingidas as metas indicadas no PNEC 2030<sup>5</sup> para a fonte primária em causa<sup>6</sup>.

<sup>1</sup> Para este efeito e nos termos do artigo 3.º, alínea *fff*), do DL 15/2022, o conceito de “potência instalada” encontra-se definido como «a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade ou de instalação de armazenamento autónomo, considerando-se, no caso de centros eletroprodutores solares ou de armazenamento autónomo com recurso a baterias, a potência nominal de saída dos inversores em kW e kVA e respetivos inversores, fixada no procedimento de controlo prévio».

<sup>2</sup> Nos termos do artigo 3.º, alínea *ddd*), do DL 15/2022, o conceito de “potência de ligação” para este efeito encontra-se definido como «a potência máxima autorizada de injeção na rede fixada no procedimento de controlo prévio».

<sup>3</sup> Vide artigo 305.º, alínea *k*), do DL 15/2022.

<sup>4</sup> Vide artigo 64.º, n.º 1, do DL 15/2022.

<sup>5</sup> Aprovado pela [Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho](#).

<sup>6</sup> Cf. artigo 71.º, n.º 5, do DL 15/2022.

Sistematicamente, o sobreequipamento e o reequipamento encontram-se regulados, essencialmente, na Secção XI do Capítulo II (“Produção e armazenamento de eletricidade”) do DL 15/2022, nos artigos 62.º a 73.º do mencionado diploma, sendo também relevante, para estas matérias, o disposto no artigo 92.º (“Contagem da energia do sobreequipamento”) e no artigo 278.º (“Regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração”).

Ambos os casos – sobreequipamento e reequipamento – constituem uma “alteração não substancial” do título de controlo prévio preexistente, pelo que deve seguir-se o regime para alterações ao mesmo<sup>7</sup>. Assim, para os centros eletroprodutores sujeitos a licença de produção, o respetivo sobreequipamento e o reequipamento necessitam de autorização da entidade licenciadora<sup>8</sup>. Já para os centros eletroprodutores sujeitos a registo prévio, o sobreequipamento e o reequipamento estão dispensados de novo registo, ficando sujeitos a mero averbamento<sup>9</sup>. Também no que respeita aos centros eletroprodutores sujeitos a

<sup>7</sup> Cf. artigo 62.º, n.º 1, do DL 15/2022.

<sup>8</sup> Cf. artigo 35.º, n.º 1, do DL 15/2022.

<sup>9</sup> Cf. artigo 55.º, n.ºs 6 e 8, do DL 15/2022.

comunicação prévia, é apenas necessário efetuar o averbamento<sup>10</sup>.

No que respeita especificamente ao sobreequipamento, o regime estabelecido no DL 15/2022 é substancialmente idêntico ao anterior, sendo, contudo, de assinalar o seguinte:

- (i) É mantida a possibilidade de injeção de energia adicional<sup>11</sup>, sendo que as condições técnicas a que fica sujeita são definidas em “acordo de ligação” com o operador da rede a que se encontre ligado o centro eletroprodutor, em coordenação com o gestor global do SEN<sup>12</sup>;
- (ii) No anterior regime, o sobreequipamento era sempre precedido de autorização da entidade licenciadora, porém, no âmbito do DL 15/2022, o procedimento a seguir depende agora do título de controlo prévio aplicável, conforme referido acima;

<sup>10</sup> Cf. artigo 59.º, n.º 9, do DL 15/2022.

<sup>11</sup> Nos termos do art.º 3.º, alínea z), do DL 15/2022, o conceito de “energia adicional” encontra-se definido como «a energia ativa que resultar da utilização da potência adicional, excluindo-se a energia dos sobre-equipamentos, quando exista».

<sup>12</sup> Cf. artigo 63.º, n.º 2, do DL 15/2022.

- (iii) Sem prejuízo dos regimes de remuneração atribuídos anteriormente e que se mantêm naturalmente em vigor<sup>13</sup>, a energia do sobreequipamento é remunerada ao preço de mercado (ou através de contrato bilateral)<sup>14</sup>;

- (iv) É mantida a possibilidade de separação jurídica entre o sobreequipamento e o centro eletroprodutor preexistente, deixando, contudo, de ser exigido que a relação entre a pessoa jurídica que é titular do sobreequipamento e a pessoa jurídica que é titular do centro eletroprodutor preexistente seja o “domínio total”, passando tãoso a exigir-se o “domínio”<sup>15</sup>;

- (v) É igualmente mantida a intransmissibilidade do sobreequipamento de forma autónoma relativamente ao centro eletroprodutor preexistente, excepcionando-se, no entanto, as situações de transmissão no quadro de reestruturações *intra* grupo, sem

<sup>13</sup> Cf. artigo 278.º, n.ºs 2 e 3, do DL 15/2022.

<sup>14</sup> Cf. artigo 66.º do DL 15/2022.

<sup>15</sup> Cf. artigo 69.º, n.º 1, do DL 15/2022.

que se verifique a alteração do beneficiário efetivo<sup>16</sup>;

- (vi) Quando seja necessário interromper a injeção de energia adicional ou de energia do sobreequipamento, as instruções para esse efeito passam a ser dadas apenas pelo gestor global do SEN<sup>17</sup> (*i.e.*, o operador da rede a que o centro eletroprodutor se encontra ligado deixa de ter competência para dar tais instruções);

- (vii) A interlocução com as diversas entidades deve ser assegurada primordialmente pelo titular do centro eletroprodutor pré-existente<sup>18</sup>.

Relativamente ao regime do reequipamento – uma das novidades do DL 15/2022 – cumpre começar por salientar que todos os centros eletroprodutores de fontes de energia renováveis, sem exceção (incluindo aqueles que beneficiam de um regime de remuneração garantida), podem ser objeto de reequipamento<sup>19</sup>.

<sup>16</sup> Cf. artigo 70.º do DL 15/2022.

<sup>17</sup> Cf. artigo 65.º, n.º 1, do DL 15/2022.

<sup>18</sup> Cf. artigo 69.º, n.º 6, do DL 15/2022.

<sup>19</sup> Cf. artigo 71.º, n.º 1, do DL 15/2022.

Com o reequipamento total do centro eletroprodutor, a potência de ligação é acrescida, por uma única vez, até um máximo de 20% da potência de ligação inicialmente atribuída (com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA)<sup>20</sup>.

Ainda sobre o aumento da potência de ligação na sequência do reequipamento, parece poder defender-se que a norma, um tanto ou quanto obscura, estabelecida no n.º 3 do artigo 71.º do DL 15/2022<sup>21</sup> significa que, nos casos em que a potência mínima dos equipamentos geradores existentes no mercado exceda o valor da potência de ligação inicial acrescida no máximo de 20%<sup>22</sup>, então o acréscimo à potência de

<sup>20</sup> Cf. artigo 71.º, n.º 2, do DL 15/2022.

<sup>21</sup> «Nos casos em que a potência mínima dos equipamentos geradores existentes em mercado exceda o valor da potência de ligação inicial acrescida no máximo de 20 %, definido nos termos do número anterior, esse acréscimo corresponde ao valor mínimo da potência mínima dos equipamentos geradores ou, em alternativa, é aferido em função da agregação dos centros eletroprodutores de um mesmo titular localizados na mesma zona de rede e concretiza -se no ponto de ligação à RESP, de entre aqueles a que se ligam os centros eletroprodutores agregados, que disponha de melhores condições técnicas para injeção da capacidade atribuída».

<sup>22</sup> Ou seja, os equipamentos existentes no mercado já são tão sofisticados que não é possível cumprir

ligação na sequência do reequipamento pode ser determinado de entre uma de duas alternativas (sendo que a escolha entre uma e outra não pertence ao titular do centro eletroprodutor, mas antes ao operador da RESP competente, que deve apontar para a alternativa mais adequada a garantir a segurança e a fiabilidade do sistema<sup>23</sup>).

A primeira alternativa aparenta ser que o acréscimo à potência de ligação na sequência do reequipamento será superior à potência inicial acrescida de 20%, devendo ser o mínimo possível permitido pelo novo equipamento.

Na segunda alternativa, aplicável apenas quando o titular do centro eletroprodutor seja titular de outro(s) centro(s) eletroprodutor(es) localizado(s) na mesma zona de rede, o acréscimo pode ser determinado por referência ao conjunto desses centros eletroprodutores, considerados de forma agregada e tendo em conta as condições técnicas dos pontos de ligação à rede a que os mesmos concretamente se ligam. Nesta alternativa, parece permitir-se ao operador da RESP a possibilidade de

conter o acréscimo trazido à potência de ligação em menos de 20%.

<sup>23</sup> Cf. artigo 71.º, n.º 4, do DL 15/2022.

“jogar” com as potências de ligação de cada um dos centros eletroprodutores em causa e com a capacidade técnica dos respetivos pontos de ligação à RESP, de modo a, por exemplo, diminuir a potência de ligação de um centro eletroprodutor na medida do aumento da potência de ligação do centro eletroprodutor reequipado para uma potência de ligação para além da inicial acrescida de 20%.

Merece ainda realce o disposto no n.º 3 do artigo 62.º do DL 15/2022, nos termos do qual o reequipamento de centros eletroprodutores solares ou eólicos não está sujeito a AIA, independentemente de o centro eletroprodutor inicial ter sido, ou não, submetido àquele procedimento (com exceção do reequipamento de centros eletroprodutores eólicos em que haja aumento do número de torres).

O regime da interrupção da injeção da energia do reequipamento na rede segue em grande medida o disposto para o sobreequipamento<sup>24</sup>, sendo de salientar, todavia, que a energia correspondente ao acréscimo de potência de ligação decorrente do reequipamento participa obrigatoriamente no mercado de

<sup>24</sup> Cf. artigo 72.º do DL 15/2022.

resoluções de restrições técnicas após o mercado diário e é colocada na curva de ofertas a descer do mercado de reserva de reposição e de mercado de reserva de regulação, ou do mercado que o venha substituir, com um preço não inferior a zero<sup>25</sup>.

A energia correspondente ao acréscimo de potência de ligação é remunerada ao preço de mercado (ou através de contrato bilateral)<sup>26</sup>. Nos casos em que o centro eletroprodutor beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração, esse regime é aplicável à eletricidade injetada na RESP correspondente à potência de ligação inicial<sup>27</sup>.

Tendo em conta não só as exigentes metas delineadas no PNEC 2030 (que se enquadram na estratégia europeia de descarbonização e redução da dependência energética), mas também o previsível aumento da procura de eletricidade proveniente de fonte renovável que o advento do “hidrogénio verde” (outra aposta daquela mencionada estratégia

<sup>25</sup> Cf. artigo 72.º, n.º 3, do DL 15/2022.

<sup>26</sup> Cf. artigo 73.º, n.º 1, do DL 15/2022.

<sup>27</sup> Cf. artigo 73.º, n.º 2, do DL 15/2022.

européia) previsivelmente trará, e ainda os movimentos comumente designados por “*not in my backyard*” que vêm acompanhando o desenvolvimento da produção de eletricidade com recurso a fontes renováveis, parece que a extensão do âmbito do regime do sobreequipamento e a novidade do regime do reequipamento consubstanciam, assim, instrumentos de política energética interessantes do ponto de vista do equilíbrio entre as necessidades de ordenamento do território e de promoção da produção de eletricidade com recurso a fontes renováveis, porquanto aqueles instrumentos permitem aumentar a capacidade instalada de produção de eletricidade de fonte renovável, sem implicações na ocupação do território e sem impacto ambiental e paisagístico acrescido.

No âmbito das medidas excepcionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes de energia renováveis, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, implementadas e adotadas com o objetivo de acelerar a transição ecológica, importa ainda destacar o disposto no artigo 8.º desse diploma, o qual vem determinar que “os centros

eletroprodutores eólicos podem injetar energia na RESP acima da potência de ligação atribuída”. Ora, nestes casos aplicar-se-á, com as necessárias adaptações, o regime do reequipamento no que à interrupção da injeção da energia e remuneração da energia diz respeito, sem prejuízo do regime aplicável à energia adicional produzida pelo centro eletroprodutor eólico em causa e, em particular do disposto no artigo 65.º do DL 15/2022.

# HÍBRIDOS E HIBRIDIZAÇÃO – A UTILIZAÇÃO DE FONTES PRIMÁRIAS DE ENERGIA RENOVÁVEL DIVERSAS EM PROJETOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

RICARDO ANDRADE AMARO  
JOANA ALVES DE ABREU

## I. Introdução

A possibilidade de instalar unidades de produção de energia elétrica em centros eletroprodutores preexistentes, utilizando fonte primária diversa, foi introduzida no nosso ordenamento jurídico com a aprovação do [Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho](#) (DL 76/2019), que alterou o [Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto](#) (DL 172/2006). Este diploma determinava<sup>1</sup> que essa instalação estava sujeita à obtenção de licenças de produção e de exploração autónomas, averbadas às licenças dos referidos centros

eletroprodutores, ainda que se mantivesse inalterada a potência de injeção inicialmente atribuída.

O PNEC 2030<sup>2</sup> identifica o fomento à disseminação de sistemas híbridos com base em tecnologias renováveis como uma das medidas para acelerar a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia, por se tratar de sistemas que permitem a complementaridade entre energias primárias, o que garante «maior flexibilidade e melhor aproveitamento dos recursos [...] e, conseqüentemente,

<sup>1</sup> Cf. n.º 3 do artigo 4.º do DL 172/2006.

<sup>2</sup> Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho.



a possibilidade de minimizar os custos de produção [...], maximizando, por outro lado, a capacidade de ligação à rede através do reforço da capacidade sem recurso a investimento adicional na rede». O ponto de partida deste enquadramento legal e dos critérios técnicos aplicáveis a este tipo de sistemas.

## II. O novo regime dos centros eletroprodutores e da hibridização

O DL 15/2022 vem agora prever duas formas de conjugação de centrais de produção de energia elétrica com energias primárias renováveis de fontes diversas: a hibridização de centrais existentes, através da adição de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária de energia renovável, sem alterar a capacidade de injeção daquelas ou das UPAC preexistentes, que a lei designa de hibridização<sup>3</sup>; e a hibridização originária, ou seja, os casos em que as centrais (incluindo as UPAC) apresentam, em simultâneo, desde o início do

procedimento de controlo prévio, mais do que uma unidade de produção que utilizam diversas fontes de energia renováveis, que a lei designa de híbridos<sup>4</sup>. Em ambos os casos há uma partilha do ponto de receção na RESP.

A hibridização pressupõe a preexistência de um centro eletroprodutor, não sendo claro se deve considerar-se que esse centro eletroprodutor inclua, para além do ponto de injeção na rede, também os terrenos ocupados e se, como tal, as novas unidades se devem circunscrever aos limites desses terrenos. Parece-nos que esse entendimento não será aceitável, sob pena de inviabilizar projetos de hibridização, quando, de acordo com o legislador, a vantagem destes projetos é a «otimização do sistema», na medida em que estes «não requeiram aumento de capacidade de injeção na RESP, assim se assegurando maior produção com base na mesma infraestrutura sem onerar os consumidores de novos investimentos em infraestruturas de rede»<sup>5</sup>.

Nos termos do artigo 74.º do DL 15/2022, tanto os híbridos como

<sup>4</sup> Cf. alínea *oo*) do artigo 4.º do DL 15/2022, que define os Híbridos.

<sup>5</sup> Cf. preâmbulo do DL 76/2019.

a hibridização estão sujeitos a procedimentos de controlo prévio, aplicáveis conforme a capacidade instalada dos mesmos ou a sua sujeição ao procedimento de AIA ou de AInCA. Por outro lado, exige-se, em ambos os casos, que os respetivos titulares implementem sistemas de medição e telecontagem que permitam determinar a quantidade de energia elétrica gerada por cada um dos centros eletroprodutores.

De resto, a lei ocupa-se mais das especificidades da hibridização, sendo o enquadramento dos híbridos semelhante ao dos demais centros eletroprodutores, nomeadamente no que respeita ao procedimento de controlo prévio e à transmissão e validade do correspondente título.

Quando esteja em causa a hibridização, são aproveitados os elementos instrutórios submetidos no âmbito do primeiro procedimento de licenciamento e que se mantenham válidos e o título de controlo prévio relativo à nova unidade de produção identifica a capacidade de injeção que lhe é alocada, procedendo a DGEG ou o operador da rede, conforme aplicável, à alteração do TRC preexistente. Nos termos do artigo 11.º, que estabelece os procedimentos

de controlo prévio aplicáveis à atividade de produção, a instalação de novas unidades de produção em centro eletroprodutor já existente está sujeita ao procedimento que lhes seja aplicável, sendo os respetivos títulos averbados aos preexistentes.

O n.º 3 do artigo 74.º permite dissociar o título de controlo prévio da nova unidade de produção em relação ao título do centro preexistente, mesmo na hipótese de este último caducar pelo decurso do prazo do título de utilização privativa de recursos hídricos. Para que isto aconteça, é necessário que a nova unidade de produção e o centro eletroprodutor partilhem apenas o ponto de injeção.

O n.º 4 do artigo 74.º introduz uma regra diversa para os casos em que a nova unidade de produção, para além de partilhar o ponto de injeção com a unidade eletroprodutora preexistente, utilize, em conjunto com esta, bens da concessão de uso privativo em que se baseie uma das unidades de produção a hibridizar. Se este for o caso, a caducidade do título de uso privativo, pelo decurso do prazo, implica também a caducidade da licença de produção subsequente que careça dos bens da concessão.

<sup>3</sup> Cf. alínea *mm*) do artigo 3.º do DL 15/2022, que define a Hibridização.

O artigo 76.º esclarece ainda que, quando cessa o título preexistente, é assegurada a capacidade de injeção identificada na licença subsequente, devendo a DGEG emitir o competente TRC, ficando a remanescente disponível para nova atribuição.

Por outro lado, quando se verifique a cessação do título de controlo prévio subsequente, esta é averbada ao título de controlo prévio preexistente, que mantém o respetivo TRC.

Tal não acontece quando estamos perante uma central híbrida, na medida em que o licenciamento é único e o título de controlo prévio caduca com a extinção do título de utilização dos recursos hídricos ou do título de utilização do espaço marítimo, ainda que apenas uma das unidades de produção dele dependa. Assim sendo, admite-se que, nos casos em que apenas uma das energias primárias exija a obtenção deste tipo de títulos, possa haver vantagem em hibridizar um centro eletroprodutor existente, por oposição à instalação de um híbrido, para garantir a possibilidade da continuidade da exploração da unidade de produção que não dependa daqueles títulos.

À semelhança do que resultava já no DL 172/2006, admite-se que a hibridização seja requerida por pessoa jurídica distinta daquela que detém o título do centro eletroprodutor ou UPAC preexistente, remetendo-se para o regime da separação jurídica do sobreequipamento, previsto no artigo 69.º do DL 15/2022. Quando assim for, a instrução do pedido de licença de produção da unidade subsequente deve incluir a autorização do titular da licença preexistente, dispensandose a apresentação do TRC, bem como o acordo que estabeleça a gestão da injeção de energia elétrica da RESP, nos termos de minuta aprovada pela DGEG, depois de ouvido o gestor global do SEN.

A hibridização pode ainda implicar a coexistência de regimes remuneratórios distintos – especialmente quando esteja em causa a hibridização de centro eletroprodutor preexistente licenciado nos termos de anteriores regimes jurídicos que permitiam a atribuição de regime de remuneração especial ou cujos direitos foram atribuídos no âmbito de procedimentos concorrenciais. Quando for assim, a energia elétrica gerada por aquele centro eletroprodutor beneficia de prioridade de despacho para a totalidade da energia que o mesmo pode produzir, de acordo com o respetivo

perfil de geração. Cabe à DGEG aprovar, por despacho do diretor-geral, a metodologia e as regras técnicas para implementar esta prioridade<sup>6</sup>.

Finalmente, a transmissão autónoma do título de controlo prévio da unidade de produção subsequente observa as regras gerais previstas no DL 15/2022, carecendo, no entanto, de autorização do centro eletroprodutor ou UPAC preexistente.

<sup>6</sup> À semelhança do [Despacho n.º 13/DG/2021, de 29 de junho](#), que aprovou as regras técnicas para a implementação de centrais híbridas associadas a centrais solares fotovoltaicas decorrentes dos procedimentos concorrenciais.



# AUTOCONSUMO E COMUNIDADES DE ENERGIA

RUI DE OLIVEIRA NEVES  
MARGARIDA MESQUITA MACHADO

## I. Introdução

O DL 15/2022 vem afirmar como um dos seus principais eixos orientadores o foco nos consumidores e no papel que podem passar a desempenhar no SEN, assumindo uma mudança de paradigma no tratamento dos consumidores que deixam de ser sujeitos meramente passivos para passarem a ser agentes ativos no SEN em linha com a lógica de *prosumers* que tem vindo a ser desenvolvida internacionalmente.

Nesse contexto, a regulamentação do autoconsumo, que anteriormente constava do agora revogado Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, foi vertida de forma quase integral no novo diploma, mantendo-se os benefícios económicos reconhecidos a este modelo de atividade, nomeadamente no que respeita à redução das tarifas de acesso e dos custos gerais do sistema.

Interessa por isso destacar algumas inovações e clarificações de regime jurídico introduzidas quer no plano do autoconsumo quer no plano das comunidades de energia renovável e das comunidades de cidadãos para a energia.

## II. Procedimentos de controlo prévio

À semelhança do que ocorre na regulamentação das restantes atividades de produção de eletricidade, o DL 15/2022 vem sujeitar a atividade de produção em autoconsumo, quer individual, quer coletivo, a procedimentos de controlo prévio cujos prazos previstos para a realização dos pedidos de atribuição das licenças de produção e exploração, assim como aqueles referentes à formalização dos pedidos de emissão do certificado de exploração são substancialmente reduzidos.

A novidade mais importante consiste na possibilidade de a atribuição da licença de produção à UPAC não ficar dependente da prévia existência da instalação de utilização, bastando que esta disponha de código do ponto de entrega ao tempo da atribuição da licença ou certificado de exploração da UPAC, facilitando assim o desenvolvimento de novos projetos industriais ou comerciais com recurso ao regime do autoconsumo.

## III. Proximidade elétrica

Uma das principais inovações do DL 15/2022 respeita à determinação do conceito de proximidade elétrica, cujo principal objetivo é a previsão de uma maior amplitude e certeza jurídica no desenvolvimento da atividade de autoconsumo<sup>1</sup>.

O novo diploma vem definir métricas concretas de proximidade entre a UPAC e a respetiva instalação de utilização para efeitos de acesso à atividade de autoconsumo, em função da tipologia de ligação elétrica.

Assim, as instalações ligadas por linha direta ou interna podem ser sujeitas ao regime do autoconsumo independentemente da distância entre a UPAC e a instalação de utilização. Já as UPAC que operem através da RESP nos diferentes níveis de tensão apenas podem ser abrangidas pelo regime de autoconsumo nos seguintes casos:

- (i) Tratando-se de UPAC ligada à RESP em baixa tensão, quando a instalação de utilização e a UPAC não distem entre si mais de 2 km ou estejam ligadas ao mesmo ponto de transformação; ou
- (ii) Tratando-se de UPAC ligada à rede nacional de distribuição ou à rede nacional de transporte, não seja ultrapassada, entre a UPAC e a instalação de utilização, a distância de 4 km no caso de ligação em média tensão, de 10 km no caso de ligação em alta tensão ou de 20 km em caso de ligação em muito alta tensão.

Para além destes casos, o DL 15/2022 confere um espaço de discricionariedade técnica à DGEG ao permitir que a relação de proximidade seja aferida por esta, caso a caso, com base em considerações de natureza técnica ou em critérios de otimização energética, de

<sup>1</sup> Cf. preâmbulo do DL 15/2022.

prestação de serviços públicos essenciais ou de desenvolvimento de estratégias territoriais de âmbito municipal ou regional.

#### IV. Condomínios

As normas de instalação de UPAC em partes comuns de edifícios foram também revistas para densificarem os procedimentos de aprovação em condomínios.

Em concreto, o DL 15/2022 estabelece um regime especial de convocatória e de deliberação nos condomínios em face do regime comum do Código Civil<sup>2</sup> sempre que estas respeitem à utilização de partes comuns de edifícios para instalação de UPAC. O autoconsumidor que pretenda instalar uma UPAC numa zona comum de um edifício fica agora obrigado a dirigir uma comunicação prévia aos restantes condóminos – e também ao proprietário nos casos em que o autoconsumidor seja arrendatário –, com uma antecedência mínima de 60 dias, na qual disponibilize todas as informações necessárias ao conhecimento do projeto em vista<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Cf. artigos 1425.º e 1426.º do Código Civil.

<sup>3</sup> Cf. artigo 85.º, n.ºs 2 e 3, do DL 15/2022.

Importa ainda salientar que, nesta matéria, o legislador foi mais longe ao limitar os fundamentos de oposição da administração do condomínio à instalação de UPAC em partes comuns, que ficam agora reduzidos: *(i)* à perturbação da linha arquitetónica do edifício; *(ii)* à restrição de forma desproporcional dos direitos de outros condóminos; *(iii)* ao impedimento de acesso a outros equipamentos; ou *(iv)* à suscetibilidade de a instalação colocar em risco pessoas e bens<sup>4</sup>.

#### V. Regulamento de Autoconsumo Coletivo

O regulamento interno a aprovar no contexto da atividade de ACC passa agora a poder ser comunicado à DGEG no prazo de três meses após a entrada em funcionamento da UPAC<sup>5</sup>, deixando assim de ser necessária a sua apresentação como um dos elementos instrutórios no registo do ACC no Portal do Autoconsumo, permitindo acelerar o processo de registo.

<sup>4</sup> Cf. artigo 85.º, n.º 4, do DL 15/2022.

<sup>5</sup> Cf. artigo 86.º, n.º 1, do DL 15/2022.

#### VI. Partilha de energia e faturação

Cumpra ainda destacar a previsão de novas regras de partilha de energia no âmbito do ACC, que passa a poder ser realizada por entidades distintas dos operadores de rede, com base em sistemas específicos de gestão dinâmica, que possibilitem a monitorização, o controlo e a otimização de fluxos energéticos, em tempo real, contribuindo de forma decisiva para o funcionamento do ACC e, em particular, das comunidades de energia renovável e das comunidades de cidadãos para a energia.

No caso do autoconsumo proveniente de UPAC com potência instalada até 1 MW, o comercializador ou agregador que adquira os excedentes de energia elétrica fica obrigado a disponibilizar ao autoconsumidor a opção de processamento da faturação sobre a energia transacionada através da autofacturação<sup>6</sup>, juntamente com os inerentes deveres de informação nos termos previstos no [Decreto-Lei n.º 198/2012, de 24 de agosto](#), na sua redação atual.

<sup>6</sup> Nos termos do artigo 36.º, n.º 11, do [Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado](#).

#### VII. Comunidades de energia renovável

As principais novidades do novo regime das CER são as seguintes:

1. Esclarece-se que as CER devem ser constituídas como pessoas coletivas, sob qualquer forma, podendo ser participadas por quaisquer pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada;
2. Permite-se que as UPAC que integrem a CER sejam detidas e desenvolvidas por terceiras entidades, facilitando a entrada de novos investidores neste segmento de mercado;
3. Reconhece-se a possibilidade de as CER comercializarem energia renovável entre os seus membros ou com terceiros, clarificando assim o regime anterior e transpondo em toda a sua extensão a REDII.

#### VIII. Comunidades de cidadãos para a energia

O direito português passa igualmente a incorporar o regime das comunidades de cidadãos para a energia, estabelecido

na [Diretiva \(UE\) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019](#), permitindo a agregação de cidadãos em comunidades que se destinem a produzir, distribuir, comercializar, consumir, agregar ou armazenar energia elétrica, ainda que não seja proveniente de fontes renováveis, ou que se dedicam a gerir uma rede de distribuição fechada em benefício dos seus participantes.

Estas comunidades dispõem dos mesmos direitos e encontram-se sujeitas aos mesmos deveres estabelecidos para as comunidades de energia renovável, tendo por objetivo contribuir como alternativa para responder às necessidades e expectativas dos consumidores em matéria de acesso a fontes de energia e serviços energéticos.

# GESTÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO: ARTIGOS 107.º A 109.º E 284.º DO DECRETO-LEI N.º 15/2022, DE 14 DE JANEIRO

MIGUEL NOGUEIRA DE BRITO

## I. Introdução: uma entidade *ad hoc* e inoperante?

Uma das grandes novidades do recente [DL 15/2022](#), consiste, sem dúvida, na criação da figura do gestor integrado das redes de distribuição (GID), que surge definido no artigo 3.º, alínea *kk*), como «a pessoa, singular ou coletiva, que é titular de concessão ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de gestão técnica das redes de distribuição de eletricidade em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT)».

O preâmbulo do diploma refere-se a esta nova figura nos seguintes termos:

«No prisma da organização estrutural do SEN, cria-se um gestor integrado das redes de distribuição em alta

tensão, média tensão e baixa tensão, que exercerá a atividade em regime de concessão atribuída mediante prévio procedimento concorrencial.

A criação desta figura vem, à luz da futura atribuição das concessões municipais de distribuição em BT, garantir uma gestão técnica de todas as concessões das redes de distribuição, assegurando a eficácia e coerência de atuação, numa única entidade, assim se salvaguardando o abastecimento, que é a principal missão do SEN. Atendendo à complexidade técnica envolvida, ao tempo expectável necessário ao funcionamento em pleno das novas concessões e ao período de transição energética em curso, que recomenda uma implementação robusta do modelo, a coordenação da operação das redes de distribuição continuará a ser assegurada

nos termos das atuais concessões, até ao início de funções desta nova entidade.»

Estas palavras do legislador revelam bem o que motivou a criação desta nova figura e o respetivo objetivo: uma vez que os contratos de distribuição de eletricidade em BT se encontram prestes a caducar pelo decurso do prazo e que essa caducidade vai determinar necessariamente o fim da gestão integrada das diversas concessões de distribuição de eletricidade, atualmente atribuída à E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S. A., torna-se essencial assegurar a necessária integração da atividade das futuras concessionárias entre si e destas com a concessionária da RND.

Neste contexto, não é arriscado aventar a hipótese de que a criação desta figura visa resolver um problema conjuntural: a necessidade de harmonizar a atuação das futuras concessionárias municipais de distribuição de eletricidade, neste momento de número ainda indefinido, quer entre si, quer com a RND.

Simplesmente, a necessidade de resolver este problema conjuntural levou o legislador a criar uma figura sem se preocupar, no entanto, como seria de

esperar, em densificar com um mínimo de completude o respetivo regime legal.

Com efeito, como adiante se verá, a maioria das disposições legais respeitantes ao GID “aludem” a esta nova figura, mais que propriamente a “disciplinam”.

Na exposição subsequente são abordadas as seguintes questões: (i) primeiro, são enunciadas as disposições do DL 15/2022 que tratam do GID, tendo em vista delimitar o alcance desta figura; (ii) depois, procura estabelecer-se uma correspondência entre o GID, tal como previsto no referido diploma, e o regime da [Diretiva 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019](#), aliás transposta para a ordem interna pelo DL 15/2022; (iii) finalmente, aborda-se a questão da atribuição da concessão da atividade de gestão integrada das redes de distribuição e suas implicações na execução dos atuais contratos de concessão.

## II. As disposições do DL 15/2022 sobre o GID

Para além da definição legal já mencionada, e das considerações

contidas no preâmbulo do DL 15/2022, cumpre referir os seguintes aspetos:

- (i) No artigo 3.º, alínea *ppp*), faz-se uma referência ao GID no contexto da definição dos «Serviços de sistema não associados à frequência» como «um serviço utilizado pelo gestor global do SEN ou pelo gestor integrado das redes de distribuição para controlo de tensão em estado estacionário, injeções rápidas de corrente reativa, inércia para a estabilidade da rede local, corrente de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e capacidade de funcionamento isolado». Como adiante se verá, esta parece ser, de facto, uma das poucas funções do GID que não encontra paralelo nos deveres atuais da entidade concessionária da RND;
- (ii) O GID é considerado, nos termos do artigo 8.º, n.º 1, alínea *c*), como um dos intervenientes do SEN, sujeito, por conseguinte, às obrigações de serviço público elencadas no artigo 9.º;
- (iii) Por seu turno, o n.º 7 do artigo 20.º, sob a epígrafe “Título de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acordo entre o

interessado e o operador da RESP”, prevê que o operador de rede, após articulação com o gestor global do SEN ou com o gestor integrado das redes de distribuição, consoante o caso, procede à hierarquização dos pedidos de acordo para injeção de potência na RESP com os critérios estabelecidos nos termos do referido artigo, propondo a aprovação da lista provisória com os pedidos aceites e excluídos, incluindo a respetiva fundamentação e respeitando o limite definido nos termos do n.º 2 do mencionado artigo 20.º;

- (iv) O artigo 52.º, n.º 2, estabelece que os operadores da RESP, em coordenação com o gestor global do SEN e com o gestor integrado das redes de distribuição, devem tomar medidas operacionais adequadas para prevenir ou minimizar as limitações ao transporte e distribuição de eletricidade;
- (v) O artigo 108.º, depois de prever, nos n.ºs 1 e 2, que a gestão técnica das redes de distribuição, em AT e MT, está, nos termos do disposto no contrato de concessão, cometida ao operador da RND e que a gestão técnica das redes de distribuição em BT está, nos termos dos

contratos de concessão, cometida aos concessionários, consigna no n.º 3 que a gestão técnica das redes referidas nos números anteriores «é unificada no gestor integrado das redes de distribuição, nos termos do presente decreto-lei»;

(vi) O artigo 246.º, n.º 2, estabelece que o Regulamento das Redes é aprovado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da DGEG e precedida de consulta às entidades concessionárias, ao gestor global do SEN e ao gestor integrado das redes de distribuição e da ERSE relativamente às metodologias de cálculo da capacidade de receção na RESP a disponibilizar com restrições;

(vii) O artigo 284.º, n.º 2, prevê que «[a] té ao início de atividade do gestor integrado das redes de distribuição, a concessionária da RND continua a exercer as atividades nos termos previstos no respetivo contrato de concessão e a assegurar a coordenação da operação das redes de distribuição»; por sua vez, o n.º 3 do mesmo artigo refere que «[a] unificação da gestão técnica das redes de distribuição prevista

no n.º 3 do artigo 108.º implica a alteração dos contratos de concessão em vigor, acautelando o respetivo equilíbrio económico-financeiro»;

(viii) O artigo 303.º, sob a epígrafe “Normalização de equipamentos”, prevê que para efeitos de aprovação das normas técnicas de certificação de materiais, aparelhos, sistemas de contagem e sensorização e equipamentos elétricos, a DGEG consulta o gestor integrado das redes de distribuição, bem como o ORD.

Finalmente, importa ainda mencionar as disposições das Bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão, constantes do Anexo III do diploma, que mencionam o GID.

Assim, a Base V, sobre “Princípios aplicáveis às relações com a concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, produtores, distribuidores em baixa tensão, comercializadores e outros utilizadores das redes”, prevê, no seu n.º 1, que «[a] concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os produtores, distribuidores em BT,

comercializadores, gestor integrado das redes de distribuição e outros utilizadores da sua rede que não resultem de condicionalismos legais ou regulamentares ou da aplicação de critérios decorrentes de uma conveniente e adequada gestão técnica do SEN, bem como de condicionalismos de natureza contratual, desde que sancionadas pela DGEG e pela ERSE em função das suas competências».

Por seu turno, a Base XL, sobre “Litígios entre a concessionária e os utilizadores da rede de distribuição”, prevê no seu n.º 1, que «[a] concessionária, os produtores, o distribuidor em AT e MT, o gestor integrado das redes de distribuição os comercializadores de eletricidade e os consumidores, bem como outras entidades que se encontrem ligadas à rede concessionada, podem celebrar convenções de arbitragem para solução dos litígios emergentes dos respetivos contratos ou aderir a processos de arbitragem, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais».

O mero enunciar das disposições legais que aludem ao GID permite, desde já, concluir o seguinte:

(i) Antes de mais, as disposições constantes dos artigos 107.º a 109.º, que constituem a Secção II, sob a epígrafe “Gestão das redes de distribuição”, onde seria natural encontrar o regime de exercício do GID e as respetivas funções, referem-se, aparentemente, em primeira linha, à gestão técnica das redes de distribuição de AT e MT, e de BT, cometidas aos respetivos concessionários. Na realidade, a única referência específica que encontramos em tais disposições ao GID é a constante do artigo 108.º, n.º 3, relativa à unificação da gestão técnica das diversas redes no GID;

(ii) A previsão legal desta nova figura é de tal modo exígua que se torna até difícil compreender os exatos termos do seu desenho legal. Assim, a leitura conjugada dos artigos 107.º, por um lado, e 110.º e 115.º, por outro, parece conduzir à conclusão de que o legislador separou a gestão das redes de distribuição, a cujo regime de exercício se refere o referido artigo 107.º, e a respetiva exploração, a cujo regime de exercício se referem os artigos 110.º e 115.º.

E, na verdade, enquanto a gestão das redes de distribuição é atribuída por

concessão com um prazo máximo de 30 anos, nos termos do artigo 107.º, n.º 2, a exploração da RND é atribuída por concessão com a duração máxima de 35 anos (artigo 11.º, n.º 3) e a exploração das redes municipais de distribuição é atribuída por concessão com a duração máxima de 20 anos (artigo 116.º, n.º 2).

A solução que parece mais razoável consiste em conciliar as disposições sobre a gestão e a exploração das redes, dizendo que as primeiras, contidas nos artigos 107.º a 109.º, dizem respeito à gestão técnica das redes de distribuição unificada no gestor integrado.

Simplesmente, para complicar, o artigo 108.º, nos seus n.ºs 1 e 2, estabelece que a gestão técnica das redes de distribuição em AT e MT está cometida ao operador da RND, enquanto a gestão técnica das redes municipais está atribuída aos respetivos concessionários (poder-se-ia aqui perguntar: estes últimos são os concessionários da exploração, ou especificamente da gestão técnica? O paralelismo com a solução encontrada para a gestão técnica da RND parece apontar no primeiro sentido).

Deste modo, atendendo às várias disposições legais elencadas, seríamos levados a concluir que o novo diploma

veio consagrar, na realidade, três tipos de concessões sobre as redes de distribuição: (a) as concessões da exploração da RND e das redes municipais de distribuição (artigos 110.º e 115.º); (b) as concessões da gestão técnica da RND e das redes municipais, atribuídas às mesmas entidades que as anteriores (artigo 108.º, n.ºs 1 e 2); (c) a concessão da gestão técnica unificada de todas as redes de distribuição, atribuída ao GID (artigo 108.º, n.º 3).

Esta solução não é, obviamente, razoável. O que parece fazer sentido é entender que a gestão das redes de distribuição está cometida aos concessionários da respetiva exploração, salvo na medida em que estejam em causa as funções previstas no artigo 109.º, as quais estariam cometidas ao GID. Todavia, aquilo que é razoável não corresponde necessariamente àquilo que o legislador previu...

### III. O GID e a Diretiva 2019/944, de 5 de junho de 2019

A figura do GID não encontra correspondência em qualquer das disposições da Diretiva 2019/944, sendo certo que esta última parece admitir que todas as funções de gestão técnica

das redes de distribuição, tal como previstas no DL 15/2022, sejam levadas a cabo pelos operadores das redes de distribuição.

As funções da gestão técnica das redes de distribuição, nos termos das diversas alíneas do artigo 109.º, n.º 2, do diploma, prendem-se essencialmente com garantir a capacidade e fiabilidade das redes de distribuição de eletricidade e com a contratação de serviços de sistema.

Ora, estas mesmas funções encontram-se também previstas, em termos muito semelhantes, enquanto funções dos operadores das redes de distribuição no artigo 31.º, n.º 1, da Diretiva 2019/944, incluindo a prestação de serviços de sistema não associados à frequência, como decorre do n.º 7 do referido artigo.

Pelo contrário, no regime do DL 15/2022 a prestação de serviços de sistema não associados à frequência surge exclusivamente atribuída ao GID [artigo 3.º, alínea *ppp*), e artigo 109.º, n.º 2, alínea *c*)].

Verifica-se, todavia, que, apesar de ao GID serem atribuídas funções que, de acordo com a Diretiva 2019/944, devem ser exercidas pelos operadores das redes de distribuição, não se diz no

diploma uma só palavra sobre eventuais exigências de separação jurídica que devam recair sobre aquela entidade, à semelhança do que sucede com estas últimas.

Com efeito, os operadores das redes de distribuição estão sujeitos a apertados critérios de separação jurídica nos termos do artigo 35.º da Diretiva 2019/944, aliás aprofundados no artigo 233.º, n.ºs 4 e 5, do DL 15/2022.

Todavia, nada de semelhante se prevê em relação ao GID, sendo certo que as exigências de separação se aplicam também, quanto ao seu fundamento, em relação àquela entidade, atendendo à identidade entre as funções por si desempenhadas e as que a Diretiva atribui aos operadores das redes de distribuição.

Deste modo, ao autonomizar funções próprias do operador das redes de distribuição, tal como conformadas na Diretiva 2019/944, e ao atribuí-las a uma entidade distinta, o GID, sem que sobre esta recaiam quaisquer exigências de separação semelhantes às que incidem sobre o referido operador, existe uma transposição claramente deficiente e incorreta daquela diretiva, a qual é suscetível de dar azo a uma

ação de incumprimento a apresentar pela Comissão Europeia contra o Estado português, nos termos previstos nos artigos 258.º e 259.º do [TFUE](#)<sup>1</sup>.

Poderia pensar-se que a objeção à ausência, no DL 15/2022, de disposições sobre exigências de separação jurídica do GID poderia ser facilmente superada pela introdução de alguma disposição a interditar a realização da respetiva atividade por grupos verticalmente integrados.

Simplesmente, esta solução seria claramente contrária à tutela constitucional da confiança legítima, da propriedade privada e da própria proibição do excesso, para além de ser contrária também ao disposto no artigo 35.º da Diretiva 2019/944.

Com efeito, embora possa exigir-se que uma empresa verticalmente integrada apenas poderá exercer a atividade de operador da rede de distribuição, incluindo a atividade de gestão integrada das mesmas redes, mediante o cumprimento de exigências de separação jurídica dessa mesma atividade, como as decorrentes do mencionado artigo 35.º e

as do artigo 233.º do DL 15/2022, já seria claramente excessivo proibir, *tout court*, às empresas verticalmente integradas o exercício de tal atividade.

Por outras palavras, se os objetivos de independência e imparcialidade são alcançados através da previsão de exigências de separação jurídica, como atesta o citado artigo 35.º da Diretiva 2019/944, seria claramente atentatória dos mencionados princípios constitucionais a respetiva prossecução através de uma proibição do exercício da atividade de GID por empresas verticalmente integradas.

#### **IV. O GID e os Decretos-Leis n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação atual**

O DL 15/2022 visa revogar não apenas o [Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto](#), alterado pelo [Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro](#), [Decreto-Lei n.º 76/2019, de 4 de junho](#), mas também o próprio [Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro](#), alterado pelo [Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro](#).

Os deveres do operador de rede de distribuição estavam previstos no artigo 35.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

Importa, pois, comparar estes “deveres” do operador da rede de distribuição, com as “funções» que se pretende agora atribuir ao GID.

Assim:

(i) A função de «[g]erir os fluxos de eletricidade nas redes de distribuição, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos utilizadores da rede, no quadro da gestão técnica global do SEN» [artigo 109.º, n.º 2, alínea *a*), do DL 15/2022] corresponde ao dever do ORD de «[g]erir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema» [artigo 35.º, n.º 2, alínea *c*), do Decreto-Lei n.º 29/2006];

(ii) A função de «[c]ooperar com o gestor global do SEN para efeitos de participação efetiva dos utilizadores da rede nos mercados

de eletricidade» [artigo 109.º, n.º 2, alínea *b*), do DL 15/2022] corresponde aos deveres previstos nas alíneas *e*), *f*), *g*) e *h*) do n.º 2 do artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 29/2006;

(iii) A função de «[a]ssegurar a capacidade e fiabilidade das respetivas redes de distribuição de eletricidade, contribuindo para a segurança do abastecimento» [artigo 109.º, n.º 2, alínea *e*), do DL 15/2022] corresponde aos deveres do ORD de «[a]ssegurar a capacidade da rede, a longo prazo, para atender a pedidos razoáveis de distribuição de eletricidade» e de «[a]ssegurar a capacidade e fiabilidade da respetiva rede de distribuição de eletricidade, contribuindo para a segurança do abastecimento» [artigos 35.º, n.º 2, alíneas *a*) e *d*), do Decreto-Lei n.º 29/2006].

(iv) Finalmente, as funções de contratar serviços de sistema não associados à frequência e de contratar serviços de sistema em mercados de âmbito regional [artigo 109.º, n.º 2, alíneas *c*) e *d*), do DL 15/2022] não estavam previstas no diploma de 2006<sup>2</sup>, mas

<sup>1</sup> Cf. Manuel Lopes Porto e Gonçalo Anastácio (coords.), *Tratado de Lisboa, Anotado e Comentado*, Coimbra, Almedina, 2012, pp. 929-933.

<sup>2</sup> Nem tão pouco, de resto, no artigo 25.º, sobre funções dos operadores das redes de distribuição, da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu



encontram correspondência no artigo 31.º, n.ºs 6 e 7, da Diretiva 2019/944, como já referido.

Por seu turno, as bases da concessão da RND publicadas em anexo ao Decreto-Lei n.º 172/2006 remetiam, no que toca às obrigações da concessionária, para o aludido Decreto-Lei n.º 29/2006.

Em comparação com os referidos diplomas, o DL 15/2022 vem esvaziar substancialmente as funções do ORD, agora previstas conjuntamente com as funções atribuídas da entidade concessionária da RNT (cf. artigo 113.º do diploma), não sendo sequer previstas funções específicas da entidade concessionária da RND, ao contrário do que sucede com a entidade concessionária da RNT (cf. artigo 114.º), à qual são ainda atribuídas as funções de gestão global do sistema (cf. artigo 105.º).

Deste modo, pode concluir-se que as funções do GID são estabelecidas por transferência de funções que anteriormente, na legislação de 2006, cabiam à entidade concessionária

da RND, ou deveriam caber-lhe atualmente, nos termos da Diretiva 2019/944.

O GID tem, todavia, assinaláveis vantagens em relação às entidades concessionárias da RND e das redes municipais, na medida em que não só não se encontra sujeito a exigências de separação jurídica relativamente ao exercício de outras atividades do setor elétrico, como ainda a regulamentação da respetiva atividade é escassa<sup>3</sup>.

Além disso, uma vez que, nos termos do artigo 108.º, a gestão técnica das diversas redes de distribuição parece ser atribuída aos respetivos operadores, sendo apenas a respetiva unificação atribuída ao GID, permanece ainda por esclarecer em que termos se fará esta unificação e quais os aspetos da gestão técnica de cada uma das redes de distribuição que permanecerá incluída nas atividades das respetivas concessionárias.

<sup>3</sup> Por comparação não apenas com as entidades concessionárias da rede de transporte e das redes de distribuição, mas com outras figuras, como a do gestor de garantias, a que se referem os artigos 170.º e seguintes.

## V. Modo de atribuição da concessão da atividade de gestão integrada das redes de distribuição e suas implicações na execução dos atuais contratos de concessão

Um aspeto marcante do enquadramento jurídico do estatuto do GID consiste em o mesmo, não obstante dever exercer a respetiva atividade ao abrigo de uma concessão mediante concurso público (artigo 107.º do DL 15/2022), não estar concretizado em quaisquer bases da respetiva concessão, como sucede com as concessões da RNT e das redes de distribuição.

O que acaba de ser dito significa que todos os aspetos relevantes respeitantes ao GID e à respetiva atividade, incluindo o prazo da respetiva concessão serão apenas fixados nas peças do procedimento concursal a elaborar nos termos do [Código dos Contratos Públicos](#).

Uma vez que, de acordo com o artigo 107.º, n.º 2, do DL 15/2022, o concurso público para atribuição da concessão da gestão integrada das redes de distribuição segue o disposto no artigo 111.º, deverá ser aplicável o previsto no respetivo n.º 2, de acordo com

o qual «[a] decisão de abertura dos procedimentos referidos no número anterior, a aprovação das peças dos procedimentos, a decisão de adjudicação, a aprovação da minuta de contrato de concessão e a respetiva assinatura incumbem ao membro do Governo responsável pela área da energia».

Por outras palavras, os aspetos substanciais do estatuto do GID e da respetiva atividade serão apenas conhecidos aquando do lançamento do respetivo concurso.

Não obstante o silêncio da lei quanto a este aspeto, estará certamente em causa uma concessão de serviço público, sendo consequentemente aplicável o disposto no artigo 407.º, n.º 2, do CCP, nos termos do qual se entende «por concessão de serviços públicos o contrato pelo qual o cocontratante se obriga a gerir, em nome próprio e sob sua responsabilidade, uma atividade de serviço público, durante um determinado período, sendo remunerado pelos resultados financeiros dessa gestão ou, diretamente, pelo contraente público».

A este propósito, interessa ter presente o disposto no artigo 284.º, n.º 3, nos termos do qual «[a] unificação da



gestão técnica das redes de distribuição prevista no n.º 3 do artigo 108.º implica a alteração dos contratos de concessão em vigor, acautelando o respetivo equilíbrio económico-financeiro».

Com efeito, embora o concedente possa unilateralmente alterar o objeto da concessão, como prevê a Base XXXII das Bases da Concessão da RND, que constituem o Anexo III do DL 15/2022, essa alteração não pode simplesmente, sem que se mostre acautelado o princípio do equilíbrio económico-financeiro, consistir numa amputação parcial do objeto da concessão, pela mesma razão que não se prevê um regaste parcial da concessão (cf. Base XXXV).

O GID é, pois, um exemplo claro de uma nova figura legal em que (quase) tudo ficou por dizer, em especial: *a)* a delimitação entre as funções de gestão técnica de cada uma das redes de distribuição e a respetiva gestão integrada, cometida ao GID; *b)* a explicação para se preverem bases de todas as concessões a atribuir no âmbito do DL 15/2022, com exceção da concessão do GID, a atribuir nos termos gerais do CCP; *c)* a explicação para a inexistência de obrigações de separação jurídica do GID, ao contrário

do que sucede com os operadores das redes de distribuição; *d)* a indicação dos critérios que deverão presidir à remuneração do GID; *e)* a indicação de razões que permitam compreender por que razão as funções do GID não foram atribuídas ao gestor global do sistema, ou à concessionária da RND, em paralelo com a atribuição da gestão técnica global do sistema à concessionária da RNT.

Em síntese, se a atribuição, a curto/médio prazo (mas com tendência a alongar-se, dada a persistente indefinição do novo modelo das concessões das redes de distribuição em BT) das novas concessões municipais de algum modo justifica a figura do GID, a verdade é que esta nova figura legal não surge, para já, convenientemente densificada, o que dificulta a formulação de um juízo sobre o acerto da sua criação.

# AS CONCESSÕES DE EXPLORAÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE: UM CONFRONTO ENTRE AS BASES DAS CONCESSÕES E O CÓDIGO DOS CONTRATOS PÚBLICOS

MARGARIDA OLAZABAL CABRAL  
ALESSANDRO AZEVEDO

## I. Introdução

O DL 15/2022 regula, no respetivo capítulo IV, a exploração das redes de transporte e distribuição de eletricidade.

Desse regime resulta, entre outras coisas: *(i)* que a exploração da RNT e da RND é exercida mediante contrato de concessão (cf. artigo 110.º, n.º 1); *(ii)* que a exploração da distribuição de eletricidade em BT é exercida em regime de exploração direta ou mediante contrato de concessão (cf. artigo 115.º, n.º 1); e *(iii)* que a atribuição de cada uma das concessões

é «precedida da realização de concurso público ou da realização de qualquer dos procedimentos previstos para esse fim no Código dos Contratos Públicos», no que se refere às concessões de exploração da RND e da RNT (cf. artigo 111.º, n.º 1), e precedida de concurso público, no caso das concessões de exploração da distribuição em baixa tensão (cf. artigo 116.º, n.º 1).

Recorrendo-se a um expediente comum num tempo anterior à aprovação do CCP, são aprovadas, em anexo ao DL 15/2022, as bases de cada uma das concessões em causa (c. artigos 110.º, n.º 3, e

artigo 115.º, n.º 3): o anexo II aprova as bases da concessão da rede nacional de transporte de eletricidade; o anexo III aprova as bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão; e o anexo IV aprova as bases das concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão.

Antes de prosseguirmos, e embora este não seja o local próprio para desenvolver o assunto, importa deixar uma brevíssima nota sobre o facto de o legislador ter desperdiçado esta oportunidade para fazer uma reflexão séria sobre a exploração da distribuição em BT<sup>1</sup> e para clarificar, e até corrigir, alguns aspetos sobre os quais a doutrina se tem pronunciado. Um deles é a falsa alternativa constante deste diploma para a exploração em BT, entre «exploração direta» e «contrato de concessão», uma vez que os municípios têm à sua disposição outras alternativas, como a gestão delegada em empresas municipais e mesmo em empresas municipais com capital privado. Outro erro, cuja reprodução não se percebe, é o de se prever que a atribuição das

concessões é «precedida de concurso público», quando o legislador deveria antes remeter para os procedimentos aplicáveis nos termos do CCP (como fez para a RND e para a RNT). Aliás, a [Lei n.º 31/2017, de 31 de maio](#), também se refere sempre, e só, a concurso público, ficando a questão de se saber se se deve considerar que esta designação foi usada em sentido impróprio, incluindo também o concurso limitado com prévia qualificação (que poderá revelar-se o procedimento mais adequado para adjudicar estas concessões).

As bases das concessões aprovadas em anexo ao DL 15/2022 apresentam, na substância, relevantes semelhanças entre si. Resultam, todavia, em soluções significativamente diferentes daquelas que emergiriam da aplicação da parte III do CCP. Esta parte seria a regulação aplicável à execução dos contratos de concessão a celebrar (tendo em conta que, nos termos do respetivo artigo 280.º, n.º 1, alíneas *c*) e *d*), esses contratos seriam qualificados como contratos administrativos), vendo-se, assim, afastada pela aprovação das mencionadas bases da concessão<sup>2</sup>.

O DL 15/2022 não prevê aplicações supletiva ou subsidiária da parte III do CCP (ou da lei civil) à execução dos contratos de concessão aqui em causa, mas parece-nos que, no silêncio dos contratos, se terá de concluir pela aplicação subsidiária do CCP, tendo em conta a referida natureza dos contratos de concessão.

Antes de as analisarmos brevemente, importa esclarecer que, ao contrário do que sucedeu no caso do [Decreto-lei n.º 172/2006, de 28 de agosto](#) – que determinava que os contratos de concessão em vigor deveriam ser modificados em tudo o que contrariassem o nele disposto –, o DL 15/2022 salvaguarda as «concessões atribuídas por decreto-lei, que se mantêm nos termos e prazos estabelecidos nos respetivos contratos de concessão» (artigo 284.º, n.º 1). Isto significa que as bases da concessão por ele aprovadas se aplicam apenas a concessões futuras.

As bases das concessões aprovadas em anexo ao DL 15/2022 regulam,

bases das concessões, as quais, desde logo, fazem depender a prestação de caução de decisão do membro do governo responsável pela área da energia (Base XXXIII das bases da concessão da rede de transporte).

nas primeiras disposições, aspetos específicos das relações a estabelecer: objetos, âmbitos, princípios aplicáveis às relações com operadores, bens das concessões, remuneração, etc. Para estas matérias, a parte III do CCP sempre seria, naturalmente, regulação insuficiente. Quanto a essas, ou o quadro legal deixava a cargo do concedente a definição de cada uma das matérias em sede de peças dos procedimentos (com consequente reflexo no texto do contrato), ou o quadro legal providenciava, já, uma regulação circunstanciada das matérias. No DL 15/2022 optou-se por esta última solução<sup>3</sup>.

## II. Confronto entre a parte III do Código dos Contratos Públicos e as bases das concessões

O confronto entre a parte III do CCP e as bases das concessões releva nos aspetos comuns à execução de todos os contratos de concessão, como sejam prazos, objeto social e ações da sociedade concessionária, multas contratuais,

<sup>1</sup> Desde logo porque tinham decorrido quase cinco anos desde a publicação da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, sem que se tivesse conseguido implementar o que nela se previa.

<sup>2</sup> Na verdade, também os artigos da parte II do CCP relativos à fixação do valor e ao modo de prestação da caução (artigos 89.º e 90.º) são afastados pela regulação especial vertida nas

<sup>3</sup> Sendo certo que, no caso das concessões em BT, essa opção significou não reconhecer aos municípios competências para decidirem acerca destas matérias.

sequestro, alteração e extinção do contrato, etc.

Importa, aqui, analisar os mais relevantes.

A primeira matéria em que se evidencia uma diferente regulação entre a parte III do CCP e as bases das concessões aprovadas em anexo ao DL 15/2022 prende-se com o prazo das concessões. Ao passo que no primeiro diploma a fixação do prazo de vigência dos contratos de concessão fica a cargo do concedente, sendo fixado em função do período necessário para amortização e remuneração do capital investido, considerando-se de 30 anos em caso de ausência de estipulação contratual (artigo 410.º), as bases das concessões fixam prazos máximos de 50 anos no caso da concessão da RNT (Base III), 30 anos no caso da concessão da RND (Base III) e 20 anos no caso das concessões de distribuição em BT. Admite-se a renovação se o interesse público o justificar, disposição que, ao conferir uma grande margem de liberdade, coloca algumas dúvidas em face do direito da União Europeia.

Apesar da respetiva letra, os limites temporais definidos nas bases das concessões não podem deixar de ser

vistos como limites máximos (como, de resto, resulta claramente da Base III das concessões de distribuição de eletricidade em BT), tendo em conta que no articulado do diploma se estabelece claramente que «o prazo das concessões é determinado pelo concedente nas peças do procedimento, não podendo exceder 50 anos no caso da RNT e 35 no caso da RND, contados da data da celebração do contrato de concessão» (cf. artigo 111.º, n.º 3). Bem se vê que, além deste exercício interpretativo, outro mais difícil se exigirá para articular os prazos máximos para a concessão da RND, uma vez que está fixado em 35 anos no articulado do diploma e em 30 anos na base da concessão respetiva (não tendo esta contradição sido resolvida na [Declaração de Retificação n.º 11-A/2022, de 14 de março](#)).

A matéria das **multas contratuais** conhece desenvolvimento no quadro das bases das concessões (Base XXXV, Base XXX e Base XXXII). Fixa-se um valor máximo por sanção (e já não um valor máximo para o conjunto das multas contratuais, como acontece no CCP – cf. artigo 29.º). Quanto ao mais, a regulação da aplicação das sanções contratuais não conhece excecionais diferenças relativamente à comum regulação geral.

Também em matéria de **objeto social do concessionário** se verifica uma diferença relevante: ao passo que o CCP exige que o concessionário tenha por objeto social exclusivo as atividades que se encontram integradas na concessão, podendo exercer outras atividades complementares ou acessórias daquelas, mediante autorização do concedente e algumas condições (cf. artigo 411.º, n.º 2, e artigo 412.º), a base da concessão da RNT admite que o concessionário tenha as atividades integradas na concessão como objeto social “principal”, podendo incluir no seu objeto social o exercício de outras atividades e participar no capital social de outras sociedades (Base XIV).

Matéria particularmente relevante prende-se com a **alteração do contrato de concessão por mútuo acordo**, já que as bases das concessões de exploração da RNT e da RND admitem a alteração do contrato de concessão “por mútuo acordo das partes” (Base XXXVII e Base XXXII, respetivamente), só havendo expressa menção aos artigos 311.º a 315.º do CCP (fundamentos, limites, consequências e publicidade das modificações objetivas) no caso da base das concessões de exploração da distribuição em BT. A livre modificabilidade do contrato nos casos das concessões de exploração da RNT e da RND revela-se problemática

sob o ponto de vista da defesa da concorrência, que norteia a formação dos contratos de concessão, e relativamente ao direito europeu da contratação pública, afigurando-se que existirá uma necessidade de interpretar estas bases da concessão em conformidade com aquele direito, reconhecendo a sujeição destes contratos aos limites à modificação constantes da [Diretiva 2014/23/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014](#).

No caso da **alteração do contrato de concessão por ato do contraente público**, as diferenças também são relevantes (aqui, no que se refere às três bases aprovadas em anexo ao DL 15/2022), já que as bases das concessões restringem o direito à reposição do equilíbrio contratual aos casos em que a concessionária faça prova de não poder prover a tal reposição «recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão financeira» (Base XXXVII, n.º 3, Base XXXII, n.º 3, e Base XXXIV, n.º 3), afastando, assim, a solução aparentemente mais generosa do CCP, que impõe a reposição em todos os casos em que a modificação do contrato, tendo em conta a repartição do risco entre as partes, altere os pressupostos nos quais as partes determinaram as prestações a que se obrigaram (cf. artigos 314.º, n.º 1,

alínea *b*), e 282.º, n.º 2). Esta diferença que existia já nas bases que estas vêm revogar, resulta essencialmente de as concessões em causa serem concessões reguladas, pelo que o equilíbrio, mesmo em caso de alterações unilaterais, não é assegurado pelo concedente, mas pelos mecanismos regulatórios.

Como é próprio da regulação dos contratos de concessão, as bases dispõem também sobre a matéria do **sequestro da concessão** (Base XXXVI, Base XXXI e Base XXXIII). Nos termos do CCP (cf. artigo 421.º), pode ocorrer o sequestro das concessões em caso de incumprimento iminente das obrigações pelo concessionário, ao passo que as bases das concessões parecem só admitir o sequestro em caso de incumprimento efetivo. Além disso, o limite de um ano previsto no CCP como duração máxima do sequestro não está plasmado nas bases das concessões.

Da mesma forma, as bases das concessões dispõem também sobre o **resgate da concessão**. Nesta matéria, as diferenças substanciais prendem-se como os prazos mais curtos para exercício do resgate e com o modo de fixação da indemnização.

A regulação do resgate da concessão inserese num capítulo vasto disciplinador da **extinção do contrato de concessão**, que, nos termos gerais, pode ocorrer por revogação (“mútuo acordo”), resolução por incumprimento e pelo já mencionado resgate. A mesma extinção ocorrerá, inevitavelmente, pelo decurso do prazo do contrato.

Em matéria de **resolução por incumprimento** (Base XXXIX, Base XXXIV e Base XXXVI), deve fazer-se notar o alargamento significativo das causas de resolução em face do elenco do artigo 423.º do CCP, elenco esse que nos dois primeiros casos será, além disso, meramente exemplificativo, ante a utilização do advérbio de modo “nomeadamente”.

As bases das concessões admitem ainda resolução pelas concessionárias “por incumprimento grave das obrigações do concedente”, numa relevante especificidade em face do regime geral da contratação pública.

Em caso de **extinção por decurso do prazo**, preveem as bases das concessões a “transmissão das concessões” para o concedente, reconhecendo-se o direito da concessionária a ser indemnizada, pelo valor correspondente ao valor

contabilístico dos bens afetos à concessão, com referência ao último balanço aprovado (Base XLI, Base XXXVI e Base XXXVIII). Três diferenças são de assinalar relativamente ao regime geral, previsto no CCP (cf. artigo 425.º): *(i)* a primeira prende-se com a ausência de regulação da transmissão de direitos de propriedade intelectual sobre estudos, projetos, planos, plantas e outros documentos desenvolvidos especificamente para as atividades da concessão, subsistindo, por conseguinte, dúvidas quanto à transmissão desses elementos, num cenário em que ocorra a extinção de qualquer uma das concessões por decurso do respetivo prazo; *(ii)* numa formulação que não é isenta de dúvidas (“direitos detidos pela concessionária sobre terceiros”), as bases da concessão da RNT apontam no sentido da transmissão das posições contratuais em contratos celebrados entre as concessionárias e terceiros, em sentido divergente da solução vertida na legislação da contratação pública; *(iii)* a transferência de bens constitui as concessionárias em direito a indemnização, solução contrária à gratuidade prevista no CCP.

Por fim, importa fazer notar que as três bases da concessão admitem que concedentes e concessionárias celebrem

**convenções de arbitragem** para dirimir litígios emergentes da execução de cada um dos contratos, permitindo, também, às partes que tais cláusulas disponham no sentido do recurso de os litígios serem dirimidos com recurso à equidade. Esta solução revelar-se-á de articulação problemática com os limites ao julgamento segundo a equidade, impostos pela legislação processual administrativa (cf. artigo 185.º, n.º 2, do CPTA), podendo discutir-se se os derroga ou se deve ser interpretada em conformidade com os mesmos.

# REDES FECHADAS ABERTAS À ESCOLHA DE COMERCIALIZADOR DE ELETRICIDADE E À LIBERDADE DE FORNECIMENTO

FILIPPE MATIAS SANTOS<sup>1</sup>

## I. Introdução

As redes fechadas, estando historicamente envoltas em alguma nebulosa, à luz da jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia e do novo DL 15/2022, têm de permitir o acesso por terceiros, permitindo a liberdade de escolha do comercializador de eletricidade e a liberdade de fornecimento dos comercializadores.

<sup>1</sup> Advogado, Mestre em Ciências Jurídico Empresariais, Diretor dos Serviços Jurídicos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

As opiniões e interpretações expressas no presente documento são pessoais e não podem ser atribuídas à ERSE.

## II. O regime jurídico das redes fechadas

As redes fechadas foram introduzidas no ordenamento jurídico português há mais de dez anos<sup>2</sup>, a propósito da transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, que integrou o denominado «terceiro pacote» da eletricidade<sup>3</sup>, que habilitou e recortou os termos da sua possível instituição.

Desde então podia ser classificada como tal uma rede que distribuísse eletricidade no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços

<sup>2</sup> Cf. Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que altera o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

<sup>3</sup> Sobre a evolução história do setor e, em especial, relativamente ao «terceiro pacote», vide Filipe MATIAS SANTOS, *Reflexões de Direito da Energia*, ERSE, 2021, pp. 24 a 26.

partilhados, geograficamente circunscrito, e que não abastecesse clientes domésticos<sup>4</sup>, se, consoante o caso, as operações ou o processo de produção dos utilizadores desta rede estivessem integrados por razões técnicas ou de segurança específicas, ou se essa rede distribuísse eletricidade essencialmente ao proprietário ou ao operador da rede ou a empresas ligadas a estes.

A conceptualização das redes fechadas terá surgido para acomodar realidades algo heterogêneas existentes nos diferentes Estados-Membros, que incluem redes privadas circunscritas geograficamente, isentando-as de ónus administrativos considerados desnecessários em virtude da natureza particular das relações entre o operador da rede de distribuição fechada e os seus utilizadores. Neste entorno, foi entendido que não se justificava que as redes fechadas, contrariamente aos operadores da rede pública, tivessem de

<sup>4</sup> Este requisito, apesar de não constar do artigo 41.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, era balizado pelo artigo 28.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, que admitia apenas a utilização acessória por um pequeno número de agregados familiares associados ao proprietário do sistema de distribuição por relações de emprego ou outros e localizados dentro da área servida por uma rede de distribuição fechada.

ficar sujeitas a um sistema de acesso de terceiros baseado em tarifas publicadas *ex ante* (acesso regulado).

Esta possibilidade afigurou-se sempre, ainda que para realidades pontuais e circunscritas, como um desvio à regra geral segundo a qual o setor elétrico, seguindo a doutrina das *essential facilities*, tem de assentar não só na separação de atividades (*unbundling*) como no direito de acesso por terceiros às redes<sup>5</sup>, que devem ser sujeitas à hetero-regulação através da fixação *ex ante* de tarifas de acesso às redes (acesso regulado).

Em Portugal, a lei aclarava que a rede fechada teria de estar excluída do âmbito das concessões de distribuição de eletricidade dos municípios, e tomava como exemplos os caminhos de ferro, portos, aeroportos e parques de campismo. Porém, os termos da classificação e estabelecimento de

<sup>5</sup> Sally HUNT, Graham SHUTTLEWORTH, *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, 1996, Peter CAMERON, *Competition in Energy Markets, Law and Regulation in the European Union*, Oxford, 2002, pp. 3-34, Pedro COSTA GONÇALVES, *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008, pp. 98-99, Suzana TAVARES DA SILVA, *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 73-134, 159-180, 187-204, Filipe MATIAS SANTOS, *Reflexões de Direito da Energia*, ERSE, 2021, pp. 22-26, 33-35, 37-62, 121-122 e seguintes, Jean-Michel GLACHANT, Paul L. JOSKOW, Michael G. POLLITT, *Handbook on Electricity Markets*, Edward Elgar, 2021, pp. 1-35, 111-155.

uma rede de distribuição fechada e a disciplina da sua exploração ficaram dependentes de Portaria conjunta, que nunca chegou a ser publicada.

Em todo o caso, o tema das redes fechadas ficou sempre, um pouco por toda a Europa, envolto em alguma nebulosa relativamente aos seus concretos contornos, tendo tantas vezes permanecido como algo marginal às regras dos sistemas elétricos.

O DL 15/2022, que substituiu os diplomas que estabeleciam a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico, veio recuperar e densificar o tema das redes fechadas, ajustando o conceito de redes à nova Diretiva da Eletricidade (Diretiva (UE) 2019/944), bem como à nova Diretiva relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (a denominada “REDII”)<sup>6</sup> e tendo em conta o relevante desenvolvimento jurisprudencial que, no ínterim, o tema conheceu.

Com efeito, o Tribunal de Justiça da União Europeia (TJUE) pronunciou-se sobre os contornos admissíveis das redes fechadas, tendo-o feito, pelo menos,

<sup>6</sup> *Renewable Energy Directive II* (REDII), que reformula a Diretiva n.º 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho.

no Acórdão de 22 de maio de 2008, Citiworks, C-439/06, [EU:C:2008:298](#); no Acórdão de 9 de outubro de 2008, Sabatauskas e outros, C-239/07, [EU:C:2008:551](#), no Acórdãos n.ºs 31, 33 e 46, e de 29 de setembro de 2016, Essent Belgium, C-492/14, [EU:C:2016:732](#), n.º 76 e no Acórdão de 28 de novembro de 2018, Solvay Chimica Italia SpA e outros, processos apensos C262/17, C263/17 e C273/17, [EU:C:2018:961](#).

A jurisprudência produzida foi clara, entre outros aspetos, ao afirmar que o Direito da União, à luz do «terceiro pacote» só permite que os Estados-Membros isentem as redes fechadas de duas obrigações específicas: (i) de se abastecer da energia que utiliza para cobrir perdas de energia e de manter uma capacidade de reserva na sua rede segundo processos transparentes, não discriminatórios e com base nas regras do mercado; bem como (ii) de assegurar que as tarifas ou os métodos de cálculo destas sejam aprovados pela entidade reguladora nacional antes da sua entrada em vigor, sem prejuízo de os utilizadores poderem pedir à entidade reguladora que analise e aprove essas tarifas e esses métodos de cálculo.

De resto, nos termos gerais, segundo aqueles arestos, nada se opõe a que uma rede de distribuição fechada possa cumulativamente beneficiar, noutra qualidade, de isenções adicionais previstas pela Diretiva n.º 2009/72/CE, designadamente, por abastecer menos de 100 000 clientes, tais como das obrigações de separação jurídica e funcional (e correspondente separação de imagem).

Todavia, também segundo o TJUE, as redes fechadas têm a obrigação de aplicar, a todos os clientes elegíveis, um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição, tendo em vista a plena realização do mercado interno da energia, que permita a todos os consumidores a livre escolha de comercializadores e a todos os comercializadores o livre fornecimento dos seus clientes.

Assim, embora uma rede de distribuição fechada possa ser isenta da obrigação de fazer aprovar previamente as suas tarifas ou os seus métodos de cálculo, não pode, contudo, ser isenta da obrigação de livre acesso de terceiros.

De acordo com o Tribunal, no respeito pelo princípio da proporcionalidade, os utilizadores das redes fechadas podem

ter, inclusivamente, de assumir encargos que são igualmente suportados pelos demais utilizadores da rede pública, a que também estão ligados, quando se encontrem na mesma situação daqueles.

A nova Diretiva da Eletricidade, em linha com esta jurisprudência do TJUE, veio aclarar que as redes de distribuição fechadas<sup>7</sup> devem ser consideradas redes de distribuição<sup>8</sup> e que a isenção quanto ao acesso por terceiros é restrita ao regime de “acesso regulado” (fixação tarifária *ex ante*)<sup>9</sup>.

De outro passo, a mesma Diretiva permite que, desde que sujeitas às mesmas obrigações, as comunidades de cidadãos para a energia<sup>10</sup> se

<sup>7</sup> Noutro plano, as isenções potenciais atribuíveis às redes fechadas foram alargadas a novas obrigações e proibições que, por força da nova Diretiva, passaram a ser aplicáveis aos demais operadores de redes relativas à contratação de serviços de flexibilidade e desenvolvimento com base em planos, à proibição de detenção da propriedade, desenvolvimento, gestão ou exploração de pontos de carregamento para veículos elétricos, bem como de instalações de armazenamento de energia.

<sup>8</sup> Artigo 38.º, n.º 2, primeira parte, da nova Diretiva da Eletricidade.

<sup>9</sup> Artigo 38.º, n.º 2, alínea b), da nova Diretiva da Eletricidade.

<sup>10</sup> Sobre as comunidades da energia Filipe MATIAS SANTOS – “Tendências recentes do direito administrativo da energia: a regulação das comunidades de energia (e do autoconsumo)



possam tornar operadores de rede de distribuição no âmbito do regime geral ou na qualidade de operador de rede de distribuição fechada<sup>11</sup>. O legislador europeu teve, inclusivamente, o cuidado de explicitar que o acesso por terceiros é aplicável, inclusivamente, às comunidades de cidadãos para a energia que gerem redes de distribuição<sup>12</sup>.

Este figurino das redes fechadas foi transposto para o ordenamento jurídico português, como já se avançou, através do novo DL 15/2022. Este veio criar um procedimento de controlo administrativo a cargo da Direção-Geral de Energia<sup>13</sup> – a quem cabe também fixar critérios de acreditação aplicáveis<sup>14</sup> – e prever que, sem prejuízo de outros, os autoconsumidores e as comunidades de cidadãos para a energia também podem operar redes fechadas<sup>15</sup>.

coletivo) e a descarbonização do setor do gás natural”, *E-Pública*, Vol. 8, n.º 1, abril de 2021.

<sup>11</sup> Considerando 47 e artigo 16.º da nova Diretiva da Eletricidade.

<sup>12</sup> Artigo 6.º, n.º 3, da nova Diretiva da Eletricidade.

<sup>13</sup> Artigo 120.º do DL 15/2022.

<sup>14</sup> Artigo 286.º do DL 15/2022.

<sup>15</sup> Artigos 88.º, alínea c), e 191.º, n.º 2, alínea a), do DL 15/2022. A questão de saber se as comunidades de energia renovável também podem operar redes fechadas poderá depender do entendimento de que o artigo 190.º constitua uma remissão para o artigo 88.º e, cumulativamente, que tal não é

Neste quadro ficou expressamente previsto o dever de os operadores das redes fechadas permitirem o acesso por terceiros à rede<sup>16</sup> e, por sua vez, que a fixação tarifária pelo acesso – com exceção da respeitante ao acesso, ligações e serviços auxiliares – não careça de definição *ex ante*, ficando antes sujeita ao controlo *ex post* da ERSE<sup>17</sup>.

Os operadores das redes fechadas que disponham de título de controlo prévio, além de responsáveis pela exploração, pela interligação com a rede elétrica de serviço público e por assegurar a garantia da capacidade da rede de distribuição fechada, ficam autorizados a exercer, cumulativamente, a atividade de produção de eletricidade de fontes de energia renováveis, a deter a propriedade, desenvolver, gerir ou explorar pontos de carregamento para veículos elétricos e de instalações de armazenamento de energia, bem como – quando as redes fechadas sejam constituídas sob a forma de comunidade

contrariado pela “especificidade” introduzida pelo artigo 191.º, n.º 2, alínea a) que distinguem as Comunidades de cidadãos para a energia daquelas.

<sup>16</sup> Artigo 121.º, n.º 1, do DL 15/2022, que remete para o artigo 113.º que, por sua vez, consagra o acesso por terceiros na alínea c) do seu n.º 1. O mesmo constitui pressuposto do próprio artigo 214.º do mesmo diploma.

<sup>17</sup> Artigo 214.º do DL 15/2022.

de energia renovável (CER)<sup>18</sup> – o fornecimento de eletricidade aos respetivos membros<sup>19</sup>.

O quadro de direitos e deveres dos operadores de redes fechadas ficou definido, acautelando a sua adequada operação, assim como a obrigação de o operador de rede (pública) interligado à rede fechada de a operar a título supletivo (primeiro transitoriamente e, se necessário, integrando a rede fechada na concessão)<sup>20</sup> em caso de revogação do respetivo título de controlo prévio daquela.

Neste quadro, as redes fechadas – dispensadas da sujeição à fixação de tarifas de acesso *ex ante* – devem garantir o direito de acesso por terceiros à rede, respeitando a liberdade de escolha do comercializador de eletricidade pelos clientes, bem como a liberdade de fornecimento dos comercializadores.

<sup>18</sup> Artigo 189.º do DL 15/2022. O que não desqualifica a possibilidade de os operadores de redes em baixa tensão com menos de 100 000 clientes serem, cumulativamente, comercializadores (artigo 233.º, n.º 9, do DL 15/2022).

<sup>19</sup> Artigos 120.º e seguintes do DL 15/2022.

<sup>20</sup> Artigos 121.º e 122.º do DL 15/2022.



# ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO – QUAIS AS PRINCIPAIS NOVIDADES E VANTAGENS?

GISELA MORGADO DE ANDRADE  
JORGE LÚCIO

## I. Introdução: o novo Estatuto do Cliente Eletrointensivo

O DL 15/2022 veio permitir a atribuição do Estatuto do Cliente Eletrointensivo aos clientes com instalações que apresentem um consumo intensivo de energia elétrica e exposição ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos.

A criação desta figura tem como princípio subjacente a necessidade de «garantir às respetivas instalações condições de maior igualdade em matéria de concorrência face às instalações de idêntica natureza que operam noutros Estados-Membros da União Europeia, através da redução dos preços finais pagos pela eletricidade e do acesso à energia em condições mais

competitivas»<sup>1</sup>. O seu propósito consiste, assim, na mitigação de eventuais disparidades concorrenciais que possam decorrer de externalidades dos fatores de produção, devendo limitar-se a setores cuja situação concorrencial se encontra exposta ao risco, como seja o preço da eletricidade na Península Ibérica, que, em virtude da limitada capacidade de interligação com o resto da Europa, ainda apresenta preços menos competitivos relativamente a outros países europeus.

Os n.ºs 1 e 2 do artigo 194.º do DL 15/2022 estabelecem os seguintes requisitos cumulativos para obtenção do Estatuto de Cliente Eletrointensivo:

<sup>1</sup> Cf. n.º 2 do artigo 192.º do DL 15/2022.

- a) A integração nos setores de atividade identificados no anexo 3 ou no anexo 5 da [Comunicação da Comissão Europeia 2014/C 200/01](#) sobre as Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020 (Comunicação 2014/C 200/01);
- b) A ligação à rede em MAT, AT ou MT; e
- c) O cumprimento dos requisitos no âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão ou do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia, em conformidade com o disposto nos respetivos regimes jurídicos.

A este respeito, cumpre salientar que a Comunicação 2014/C 200/01, prorrogada pela Comissão Europeia até 31 de dezembro de 2021, foi, entretanto, substituída pela [Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01](#), que estabelece as novas Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022 (Comunicação 2022/C 80/01). Esta última inova no seu âmbito de aplicação ao incluir os auxílios estatais concedidos para facilitar o desenvolvimento de atividades económicas de maneira que

melhorem a proteção do ambiente, assim como algumas atividades no setor da energia, de entre as quais os «auxílios sob a forma de reduções das taxas da eletricidade para utilizadores energeticamente intensivos»<sup>2</sup>.

À semelhança do que sucedia com a Comunicação 2014/C 200/01, a Comunicação 2022/C 80/01 vem estabelecer, no seu anexo I, ainda que de forma não exaustiva<sup>3</sup>, os setores e subsectores que deverão ser considerados para efeitos de satisfação dos critérios de elegibilidade para o estatuto de cliente eletrointensivo nos termos do DL 15/2022.

Além dos requisitos previstos no mencionado DL 15/2022, a atribuição do estatuto de cliente eletrointensivo pressupõe o cumprimento dos requisitos previstos na [Portaria n.º 112/2022, de 14 de março](#) (Portaria 112/2022), que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo. Nos termos da Portaria

<sup>2</sup> Cf. Alínea I) do parágrafo 16 da Secção 2.2. da Comunicação 2022/C 80/01.

<sup>3</sup> Nos termos do parágrafo 406 da Comunicação 2022/C 80/01, «considerar-se-á que um setor ou subsector que não esteja incluído no anexo I é elegível se estiverem preenchidos os critérios de elegibilidade do n.º 405 e se os Estados-Membros o demonstrarem com dados representativos do setor ou subsector da União».

112/2022, são pressupostos para a respetiva qualificação o registo: *(i)* de um consumo anual de energia elétrica igual ou superior a 20 GWh e um consumo anual nos períodos horários de vazio normal e supervazio igual ou superior a 40% do consumo anual de energia em dois dos últimos três anos; e *(ii)* de um grau de eletrointensidade<sup>4</sup> anual igual ou superior a 1 kWh/€ de valor acrescentado bruto, pela média aritmética dos últimos três anos.

O pedido de adesão ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo é instruído com os elementos identificados no Anexo I da Portaria 112/2022 e, após validação daquele, é celebrado o contrato de adesão ao Estatuto, cuja minuta foi aprovada pelo [Despacho n.º 5975-B/2022, de 13 de maio](#), da Direção-Geral de Energia e Geologia.

## II. Medidas de apoio e mecanismos de alívio de custos

Os clientes eletrointensivos, quando reconhecidos como tal, passam a

<sup>4</sup> Nos termos da alínea *l)* do artigo 3.º do DL 15/2022, o grau de eletrointensidade corresponde ao «indicador obtido pelo quociente entre o consumo elétrico anual de um consumidor de eletricidade e o valor acrescentado bruto».

beneficiar, por força do DL 15/2022 e da citada portaria, de um conjunto de medidas de apoio e de mecanismos de alívio dos custos de energia elétrica tanto na componente de consumo de energia elétrica proveniente da RESP, como no âmbito da produção de energia elétrica para autoconsumo.

No que se refere à componente de consumo de energia elétrica proveniente da RESP, os clientes que adiram ao Estatuto de Cliente Eletrointensivo beneficiam de uma redução parcial dos encargos correspondentes aos CIEG, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema. De acordo com o artigo 195.º, n.º 2, alínea a), do DL 15/2022, esta redução parcial tem como limite mínimo 75% dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, na componente de consumo de energia elétrica proveniente da RESP.

Para este efeito, e de acordo com o disposto no artigo 9.º, n.º 2, da Portaria 112/2022, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento da parcela de CIEG correspondente ao sobrecusto da PRE a partir de fontes de energia

renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE<sup>5</sup>.

Já no que se refere ao autoconsumo, os clientes que adiram a este regime beneficiam, à semelhança do que sucedia no autoconsumo coletivo<sup>6</sup>, de uma isenção total dos encargos de CIEG

<sup>5</sup> A PRE correspondia, nos termos do disposto no artigo 18.º do [Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro](#), à «atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial». Apesar de a dicotomia entre produção em regime ordinário e em regime especial ter sido eliminada com a entrada em vigor do DL 15/2022, mantém-se a referência, na Portaria 112/2022, ao sobrecusto da PRE, que continua a ser relevante para efeitos tarifários, uma vez que traduz a diferença entre os custos reais incorridos na aquisição de energia produzida pelos produtores de eletricidade em regime especial com remuneração garantida nos termos da lei e o custo real incorrido nas restantes formas de aquisição de eletricidade (cf. artigo 55.º do [Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto](#), revogado pelo DL 15/2022).

<sup>6</sup> O [Despacho n.º 6453/2020, de 19 de julho](#), veio prever um regime de isenção de CIEG para as instalações de autoconsumo: *(i)* com ligação à RESP; e *(ii)* que tenham obtido as condições necessárias para o exercício da sua atividade até ao final do ano civil de 2021, por via do qual beneficiariam, por um período de sete anos contados da entrada em exploração do centro eletroprodutor, de uma isenção dos CIEG em 50%, no caso do autoconsumo individual, e em 100% em caso de autoconsumo coletivo.

repercutidos através da tarifa de uso global do sistema, nos termos do artigo 10.º da Portaria 112/2022.

Nos termos do artigo 208.º do DL 15/2022, os CIEG correspondem aos encargos (suportados, em diferentes medidas, pelos consumidores) «decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental» e incluem, designadamente: *(i)* os apoios associados à produção de eletricidade, incluindo o sobrecusto da PRE, o diferencial do custo com a aquisição de energia ao abrigo dos contratos de aquisição de energia vigentes e os encargos decorrentes dos custos de manutenção do equilíbrio contratual e os montantes relacionados com os mecanismos de capacidade; *(ii)* os apoios associados às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, nomeadamente os relacionados com a convergência tarifária; *(iii)* os apoios associados à eficiência energética; *(iv)* os apoios associados à liberalização dos mercados de eletricidade e sua sustentabilidade, bem como aos sobreprojeitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas ou transitórias; e *(v)* outros apoios, incluindo os encargos com as rendas pagas aos municípios pelas concessões da atividade de distribuição de eletricidade em BT.

Ainda no que respeita ao autoconsumo por clientes eletrointensivos, a Portaria 112/2022 estabelece a isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo. Com efeito, os clientes com estatuto eletrointensivo não estarão sujeitos às métricas de proximidade geográfica previstas no artigo 83.º do DL 15/2022 que se exigem para a generalidade das instalações de autoconsumo coletivo<sup>7</sup>.

Adicionalmente, salientamos a previsão de um mecanismo de cobertura de risco na aquisição de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis através de contratos de longa duração (os designados *power purchase agreements* ou PPA). Com efeito, a Portaria 112/2022 veio concretizar que o mencionado apoio se traduz na prestação de garantias

pelo Estado<sup>8</sup> para cobertura do risco de pagamento do preço de aquisição acordado no contexto desses contratos bilaterais de longa duração, os quais deverão ter uma duração mínima de cinco anos e cobrir um mínimo de 10% do consumo anual do cliente.

Por fim, importa notar, por um lado, que a verificação das condições de elegibilidade para beneficiar do estatuto de cliente eletrointensivo é aferida pela DGEG numa base anual, de acordo com o n.º 5 do artigo 193.º do DL 15/2022, o que pode levar à perda desta qualidade em função da evolução do consumo médio de energia anual ou da evolução do grau de eletrointensividade no caso de este ser objeto de alterações, o que num contexto disruptivo como o atual poderá eventualmente verificar-se.

### III. Aspetos para reflexão e melhoria futura

A evolução sustentada para um mercado da eletricidade competitivo e em constante expansão tem vindo

<sup>8</sup> A cobertura do risco de mercado ao abrigo dos contratos de aquisição de energia a longo prazo é assegurada pelo Banco Português de Fomento estando sujeita ao cumprimento das regras europeias aplicáveis em matéria de auxílios de Estado.

a tornar desnecessária a atribuição de tarifas garantidas e de incentivos à anteriormente designada PRE. O fim destas tarifas poderá, por isso, não representar um mecanismo de apoio efetivo para os clientes eletrointensivos.

Hoje em dia, fruto da conjuntura atual de preços de mercado em valores anormalmente altos, o valor dos CIEG é negativo e o sobrecusto da PRE muito baixo quando comparado com anos anteriores (aliás, também negativo se se considerar o ajustamento resultante do *superavit* gerado em 2021), uma vez que o preço de mercado é superior ao preço médio da tarifa garantida que tem de ser paga pelo SEN aos produtores em regime especial que dela beneficiem.

Tendo presente as tarifas fixadas para 2022, verifica-se que o excedente positivo do CIEG permitiu inclusivamente reduzir o défice tarifário, sem que, dada a escalada de preços, isso tivesse impacto nos consumidores. Aliás, a confirmação de criação de excedentes tarifários significativos ao longo do primeiro semestre de 2022, levou a ERSE a aprovar uma revisão extraordinária das Tarifas de Acesso para o segundo semestre de 2022, de forma a

antecipar a devolução desse excedente aos consumidores<sup>9</sup>.

Ora, a redução ou o eventual desaparecimento dos CIEG, em particular da componente de sobrecusto da PRE, implica que os impactos positivos associados à redução ou à isenção do pagamento deste componente, possam vir a ser limitados ou até mesmo nulos nos clientes eletrointensivos. Com efeito, a escalada de preços de eletricidade que se tem observado, que afeta o conjunto dos consumidores incluindo os clientes eletrointensivos, poderá não só conduzir a um aumento dos preços dos bens produzidos por esses mesmos clientes (gerando uma subida da inflação), como levar inclusivamente a situações de interrupção ou encerramento de fábricas e grandes indústrias, como tem acontecido recentemente em alguns países, não sendo realmente compensada pela diminuição associada à isenção dos CIEG se estes se mantiverem nos níveis historicamente reduzidos agora observados.

É, portanto, imperioso pensar em outras medidas de mitigação dos efeitos da conjuntura atual que protejam os

<sup>9</sup> Comunicado da ERSE.

<sup>7</sup> Nos termos do disposto no n.º 2 do artigo 83.º do DL 15/2022, consideram-se próximas as UPAC e as instalações de utilização ligadas por linha direta ou rede interna ou, quando operem através da RESP, as instalações com uma distância máxima de 2 km ou ligadas ao mesmo posto de transformação, quando a UPAC esteja ligada à rede de distribuição em BT, ou, no caso de UPAC ligadas à rede nacional de distribuição ou à rede nacional de transporte, as instalações ligadas na mesma subestação, desde que não seja ultrapassada a distância de 4 km, 10 km ou 20 km, conforme a ligação seja em MT, AT ou MAT.

grandes consumidores de energia, responsáveis pela produção de bens a nível nacional, nomeadamente os de forte pendor exportador, mais sujeitos a concorrência por via dos custos energéticos.

Acresce que, no que se refere à Portaria 112/2022, é de questionar se a isenção, sendo apenas parcial e incidindo apenas sobre a componente do sobrecusto da PRE (que de momento, se considerarmos o ajustamento resultante do *superavit* de 2021 se afigura negativa), cumprirá o requisito de redução mínima de 75% dos encargos correspondentes ao CIEG previsto no DL 15/2022.

# O REGIME DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL À LUZ DO DIREITO DA UNIÃO EUROPEIA

LUÍS DO NASCIMENTO FERREIRA

## I. Introdução

O DL 15/2022 passou a ser o diploma de base que disciplina a tarifa social de eletricidade, revogando o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro (DL 138-A/2010), que criou essa medida de apoio aos clientes de energia elétrica que se encontrem numa situação de carência socioeconómica, também ditos clientes economicamente vulneráveis.

Os traços gerais de caracterização e elegibilidade da tarifa social mantiveram-se inalterados em face do regime jurídico de 2010.

Assim, confirma-se, no n.º 1 do artigo 196.º do DL 15/2022, que os clientes vulneráveis têm o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica a preços adequados, através da aplicação da tarifa social de eletricidade.

Para estes efeitos, dizem-nos os n.ºs 2 a 6 do artigo 196.º do mesmo diploma, que são considerados clientes finais economicamente vulneráveis as pessoas singulares que se encontrem numa das seguintes situações:

- (i) Beneficiem do complemento solidário para idosos;
- (ii) Beneficiem do rendimento social de inserção;
- (iii) Beneficiem de prestações de desemprego;
- (iv) Beneficiem do abono de família;
- (v) Beneficiem de pensão social de invalidez do regime especial e proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão;

(vi) Beneficiem da pensão social de velhice;

(vii) Integrem um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 5808 EUR, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio cliente final, até um máximo de 10<sup>1</sup>.

De acordo com o artigo 198.º do DL 15/2022, a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos definidos no Regulamento Tarifário aprovado pela ERSE, sendo o valor desse desconto determinado anualmente por despacho do membro do Governo responsável pela energia.

Presentemente e nos termos da [Portaria n.º 9977/2021, de 6 de outubro](#), o valor do desconto em causa é de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade.

<sup>1</sup> Este limiar de rendimento é apurado nos termos do n.º 2 do artigo 3.º da [Portaria n.º 311-D/2011, de 27 de dezembro](#) (na sua atual redação), e é anualmente revisto tendo em vista a sua adequação à situação vigente no SEN.

Finalmente para o que aqui releva, determina o artigo 199.º do DL 15/2022 que os custos da tarifa social e o seu financiamento incidem sobre os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e de aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor.

## II. O regime de financiamento da tarifa social à luz do direito da União

Do exposto resulta que a tarifa social é suportada por (i) parte da cadeia de valor do SEN, concretamente pelo segmento da produção de eletricidade, e, dentro desta, (ii) apenas por um grupo específico de produtores, que detêm centrais não renováveis ou centrais hídricas com capacidade instalada superior a 10 MVA.

O custo suportado por estes produtores equivale à imposição de uma obrigação de serviço público, na aceção da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade (Diretiva 2019/944) – diretiva, esta,

transposta para o ordenamento português pelo próprio DL 15/2022.

Com efeito, o n.º 1 do artigo 5.º da Diretiva 2019/944 enuncia o princípio geral de que os comercializadores são livres de fixar os preços de fornecimento de eletricidade aos clientes.

O n.º 2 da mesma norma estipula que os Estados-Membros devem assegurar a proteção dos clientes domésticos vulneráveis e em situação de carência energética, por meio de medidas de política social ou por outras vias que não a intervenção pública na fixação dos preços de comercialização da eletricidade.

Excecionalmente e em derrogação das disposições referidas nos parágrafos anteriores, os n.ºs 3 e 4 do artigo 5.º e o n.º 2 do artigo 9.º preveem a possibilidade de os Estados-Membros imporem às empresas do setor da eletricidade, no interesse económico geral, obrigações de serviço público, nomeadamente em matéria de preço dos fornecimentos e concretamente através de medidas de intervenção pública de fixação dos preços de comercialização da eletricidade pagos pelos clientes vulneráveis ou em situação de carência energética.

Caso os Estados-Membros se socorram da imposição destas obrigações de serviço público a favor dos clientes vulneráveis ou em carência energética, estão obrigados a respeitar as exigências impostas pelas sobreditas normas da Diretiva 2019/944 (n.ºs 3 e 4 do artigo 5.º e n.º 2 do artigo 9.º). Entre elas, avulta a necessidade de as medidas de intervenção pública:

- (i) Serem claramente definidas, transparentes, não discriminatórias e verificáveis;
- (ii) Não acarretarem custos adicionais para os participantes no mercado de forma discriminatória.

Ora, como observámos já, o que se verifica no caso da tarifa social de eletricidade em Portugal é que o seu financiamento está apenas a cargo de uma das atividades que compõem o SEN (a produção de eletricidade) e, mesmo aí, onera somente uma parcela dos produtores em função das características das centrais que detêm.

Quando assim é, não parecem restar dúvidas de que estamos perante uma situação de tratamento discriminatório. De resto, é precisamente isso que resulta da jurisprudência consistente dos

tribunais da União em casos semelhantes e comparáveis.

A título de exemplo, em acórdão proferido em outubro de 2021, em resposta a um pedido de reenvio operado pelo Supremo Tribunal espanhol no contexto de litígios nacionais em torno do financiamento do *bono social* (o equivalente espanhol à tarifa social), o Tribunal de Justiça declarou o seguinte:

«o artigo 3.º, n.º 2, da [Diretiva 2009/72/CE](#)<sup>2</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, deve ser interpretado no sentido de que se opõe a que o custo de uma obrigação de serviço público, que consiste no fornecimento de energia elétrica a uma tarifa reduzida a determinados consumidores vulneráveis, recaia unicamente sobre as sociedades-mãe

<sup>2</sup> Recorde-se que o n.º 2 do artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009 (sobre o mercado interno da eletricidade), tem uma redação idêntica à do n.º 4 do artigo 5.º e à do n.º 2 do artigo 9.º da Diretiva 2019/944, que revogou a mencionada Diretiva 2009/72/CE.

dos grupos de sociedades ou, se for caso disso, sobre as sociedades que desenvolvem simultaneamente as atividades de produção, distribuição e comercialização de energia elétrica, uma vez que esse critério, escolhido pelo legislador nacional para distinguir entre as sociedades que devem assumir esse custo e as que dele estão totalmente isentas, conduz a uma diferença de tratamento que não é objetivamente justificada entre as diferentes sociedades que operam nesse mercado»<sup>3</sup>.

Esta linha jurisprudencial resultava já de arestos anteriores dos tribunais da União.

Por exemplo, no acórdão proferido no processo Federutility, o Tribunal de Justiça declarou que o custo decorrente da definição de preços de referência para o fornecimento de gás natural em Itália teria de ser «aplicável de forma idêntica a todas as empresas de fornecimento de gás natural», acrescentando que tal medida seria considerada discriminatória «se essa intervenção conduzisse, na realidade, a que o encargo financeiro que

<sup>3</sup> Acórdão de 14 de outubro de 2021, *Viesgo Infraestructuras Energéticas*, C-683/19, [EU:C:2021:847](#), § 53.

dela resultasse tivesse de ser suportado sobretudo por algumas empresas»<sup>4</sup>.

Neste mesmo sentido, o acórdão do Tribunal de Justiça no caso ANODE decidiu o seguinte:

«o artigo 3.º, n.º 2, da Diretiva 2009/73<sup>5</sup> permite impor obrigações de serviço público “às empresas do setor do gás” em geral e não exatamente a determinadas empresas. Além disso, o artigo 3.º, n.º 1, desta diretiva prevê que os Estados-Membros “não devem fazer discriminações entre [as empresas do gás natural] no que respeita a direitos ou obrigações”. Neste âmbito, o sistema de designação das empresas encarregadas de obrigações de serviço público não pode excluir a priori nenhuma das empresas do setor da distribuição do gás (v., neste sentido, acórdão de 19 de junho de 2008,

<sup>4</sup> Acórdão de 20 de abril de 2010, *Federutility and others*, C-265/08, [EU:C:2010:205](#), §§ 44 a 46.

<sup>5</sup> O n.º 2 do artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE (sobre o mercado interno do gás natural) tem uma redação idêntica à do n.º 2 do artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE, que, por seu turno e como sinalizámos acima, tem uma redação idêntica à do n.º 4 do artigo 5.º e à do n.º 2 do artigo 9.º da Diretiva 2019/944.

Comissão/França, C-220/07, não publicado, [EU:C:2008:354](#), n.º 31)»<sup>6</sup>.

### III. Conclusão

Em face das considerações precedentes, não parecem suscitar-se dúvidas sobre a incompatibilidade do regime português de financiamento da tarifa social de eletricidade com a proibição de imposição de obrigações de serviço público com caráter discriminatório, que resulta da Diretiva 2019/944.

Um aspeto que reforça a inconsistência da opção de financiamento da tarifa social de eletricidade existente em Portugal é que os custos da simétrica tarifa social de gás são financiados por todos os clientes de gás natural, na proporção da energia consumida, conforme resulta do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro.

É verdade que estas situações não são novas. Já na égide do DL 138-A/2010 se colocava o mesmo problema, por referência à então vigente Diretiva 2009/72/CE.

<sup>6</sup> Acórdão de 7 de setembro de 2016, *ANODE*, C-121/15, [EU:C:2016:637](#), § 71.



Contudo, a Diretiva 2019/944 vem claramente reforçar a natureza excepcional das medidas de intervenção pública na fixação dos preços de comercialização de eletricidade a pagar pelos consumidores economicamente vulneráveis, enunciando que a salvaguarda destes consumidores deve provir de políticas sociais, designadamente no quadro dos sistemas de segurança social, ou opções de outra natureza, como o apoio à melhoria da eficiência energética<sup>7</sup>.

Também as orientações da Comissão Europeia apontam no mesmo sentido:

«os Estados-Membros deverão propor um mecanismo para proteger os consumidores vulneráveis, que poderá ser oferecido, de preferência, através do regime geral de segurança social. Se previsto via o mercado da energia, poderá ser implementado através de regimes como uma tarifa de solidariedade ou descontos na fatura energética. O custo destes regimes deve ser coberto pelos consumidores não elegíveis a nível coletivo»<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Cf. os n.ºs 2 e 3 do artigo 5.º e o n.º 2 do artigo 28.º da Diretiva 2019/944.

<sup>8</sup> Cf. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e

Além de excepcionais, as obrigações de serviço público em matéria de descontos de eletricidade para os consumidores vulneráveis terão de ser transitórias e proporcionais<sup>9</sup>.

Aliás, Portugal está obrigado, nos termos dos n.ºs 8 e 9 do artigo 5.º da Diretiva 2019/944, a notificar à Comissão Europeia as obrigações de serviço público que adote para salvaguarda dos consumidores economicamente vulneráveis (de que a tarifa social é um exemplo), justificando essas medidas, entre o mais, à luz dos requisitos que acima enunciámos quanto ao seu carácter não discriminatório, excepcional, transitório e proporcional.

Vejamos se essa monitorização do esquema de financiamento da tarifa social de eletricidade conduz a alguma mudança do regime nacional vigente, para o alinhar com os postulados da legislação europeia.

Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento, de 25 de fevereiro de 2015, “Uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro”, COM(2015) 80 final, p. 13.

<sup>9</sup> Cf. as alíneas *a)* e *d)* do n.º 4 do artigo 5.º da Diretiva 2019/944.

# AS ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS: ARTIGOS 216.º A 225.º DO DECRETO-LEI N.º 15/2022, DE 14 DE JANEIRO

VÍTOR PEREIRA DAS NEVES  
NICOLE FORTUNATO

## I. Introdução

As preocupações com a inovação tecnológica e, nesse contexto, o papel que as denominadas ZLT, como áreas especialmente vocacionadas para a experimentação de soluções tecnológicas novas, são aspetos a que se vem dedicando cada vez maior atenção, em especial nas áreas, de que a energia é um exemplo, em que essa inovação, pela constante evolução das soluções disponíveis e pelo exponencial crescimento do número e da natureza dos desafios enfrentados, pode exercer um papel mais relevante.

Em Portugal, são já diversas as iniciativas legislativas e regulamentares que, ao longo dos últimos anos, reconhecem a extrema relevância destas matérias, acompanhando uma tendência que

vem sendo comum em diversos outros Estados europeus.

Por isso mesmo, não é minimamente surpreendente que o DL 15/2022, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo a [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) e a [Diretiva \(UE\) 2018/2001](#), também tenha assumido como um dos eixos fundamentais da reforma do SEN a «criação ou densificação do enquadramento jurídico de realidades inovadoras e, bem assim, do estabelecimento de um quadro jurídico adequado aos projetos-piloto de inovação e desenvolvimento através da criação de três zonas livres tecnológicas».

Para esse efeito, os artigos 216.º a 225.º do DL 15/2022 dão sequência e eficácia ao [Decreto-Lei n.º 67/2021, de 30 de](#)



julho (DL 67/2021), que estabelece o regime e define o modelo de governação para a promoção da inovação de base tecnológica através da criação de ZLT, criando para o domínio específico do sector elétrico (e, em especial, das denominadas energias renováveis ou limpas), a figura das ZLT.

Uma avaliação completa das soluções consagradas a este respeito não é, ainda, viável, uma vez que são muitos, e importantes, os aspetos que foram deixados para regulamentação posterior ou, mesmo, para a função integradora que, na aplicação do regime estabelecido, deve ser assumido pelas autoridades competentes, com destaque para a DGEG.

É, ainda assim, de registar a inovação trazida pela introdução, na lei portuguesa, de um regime consolidado aplicável às iniciativas de investigação e desenvolvimento, especialmente adaptado às particularidades do setor elétrico.

## II. Análise

As ZLT correspondem, assim, para os efeitos do DL 15/2022, a áreas geograficamente delimitadas com

o objetivo de promover e facilitar a instalação de projetos-piloto destinados à realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio ou quadros regulatórios específicos, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade.

Os artigos 217.º e 218.º do DL 15/2022 preveem, desde logo, a criação de três ZLT, nos termos seguintes:

- (i) Uma primeira ZLT, de energias renováveis *offshore* e *nearshore*, a localizar em Viana do Castelo, destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento para a produção de energia elétrica a partir de energias renováveis de fonte ou localização oceânica;
- (ii) Uma segunda ZLT, de energias renováveis a localizar no município de Abrantes, destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento para a produção, armazenamento e autoconsumo de eletricidade a

partir de energias renováveis, a desenvolver no âmbito do processo de descomissionamento da central termoelétrica a carvão ali existente; e

- (iii) Uma terceira ZLT, a localizar no Perímetro de Rega do Mira, destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento no âmbito da compatibilização do uso do solo para ambas as atividades, agrícola e de produção de eletricidade, que permita gerar sinergias entre ambas as atividades.

A delimitação final de cada uma destas três ZLT far-se-á por portaria dos membros do Governo responsáveis pela área da energia e, quando relevante, também pelas outras áreas diretamente envolvidas, como o mar e a agricultura.

A responsabilidade pela gestão das ZLT é atribuída à DGEG, que a pode exercer diretamente ou mediante concessão atribuída através de concurso público a organizar para o efeito.

O DL 15/2022 enuncia os princípios a que esta gestão deve obedecer, de entre os quais se destacam os princípios:

- (i) De transparência e não discriminação, quer no que respeita a utilizadores quer no que respeita às tecnologias e soluções objeto de investigação, demonstração ou teste; e
- (ii) De necessária publicitação dos resultados alcançados pelo desenvolvimento dos projetos a instalar, por forma a maximizar os benefícios decorrentes da disseminação e da aplicação dos conhecimentos assim adquiridos.

Estes princípios são consequência direta dos dois principais objetivos que as ZLT visam prosseguir.

Por um lado, o facto de, com estas ZLT, se pretender estabelecer um regime que incentive os promotores de projetos inovadores a instalar nas ZLT, aplicando-lhes um regime tendencialmente mais favorável do que o aplicável aos projetos desenvolvidos em quaisquer outras circunstâncias, impõe que o acesso às mesmas ZLT (e, portanto, àquele regime tendencialmente mais favorável) seja feito em termos transparentes e não discriminatórios. Por outro lado, o objetivo de permitir que o desenvolvimento dos projetos inovadores a instalar nas ZLT contribua

efetivamente para a maximização do aproveitamento dos conhecimentos que esses projetos podem trazer impõe que não haja, à partida, discriminação de tecnologias e soluções a testar e, bem assim, que exista um compromisso com a publicitação dos resultados alcançados, única forma de alcançar a sua adequada disseminação e consequente aplicação dos conhecimentos adquiridos em resultado das inovações experimentadas que se tenham revelado bem-sucedidas.

Como antes referido, o DL 15/2022 reserva, para as ZLT, um regime mais favorável do que aquele que é aplicável na promoção de projetos não integrados nestas. Esse regime particular passa, nomeadamente,

(i) Pela reserva de uma quota de capacidade de injeção na RESP que será disponibilizada exclusivamente aos projetos a desenvolver no contexto das ZLT, assegurando por esta via que, na medida da referida quota, o desenvolvimento dos mesmos projetos não resulta afinal inviabilizado pela ausência de capacidade da RESP para receção da energia assim produzida e/ou armazenada, conforme aplicável;

(ii) Pela atribuição aos operadores de rede da responsabilidade pela realização e custeio das infraestruturas de ligação à RESP e dos ramais das instalações a implantar nas ZLT (com consequente consideração dos custos em causa na fixação de tarifas de uso da rede), em detrimento do princípio geral de atribuição da responsabilidade em causa aos promotores que se proponham utilizar as mesmas infraestruturas ou ramais;

(iii) Pela isenção dos projetos de investigação e desenvolvimento enquadrados nas ZLT que obtenham registo prévio do pagamento de tarifas de acesso às redes e de outros encargos relativos à comparticipação nas redes, prevendo-se, quanto ao mais, o estabelecimento de um regime especial, a definir pela ERSE, baseado no pagamento de um valor fixado em euros por MW/dia, destinando-se os montantes assim pagos a participar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelo operador da RNT ou da RND, conforme acima referido; e

(iv) Pela sujeição da instalação dos projetos dos projetos de investigação e desenvolvimento com capacidade instalada inferior a 30 kW ao regime de comunicação prévia, reservando-se para os projetos com capacidade superior a 30 kW um regime prévio substancialmente simplificado, no âmbito do qual são dispensadas a prestação de caução, a emissão de certificado de exploração, a realização necessária de vistoria e a consulta prévia ao gestor global do SEN, competindo apenas aos operadores da RNT e da RND relevantes pronunciarem-se sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis, respeitando a ordem sequencial dos pedidos.

Em atenção aos objetivos especiais prosseguidos pelos projetos instalados nas ZLT, assume-se o princípio de necessária limitação temporal dos mesmos. Deste modo, a duração dos projetos em apreço deve ser definida em função do que se mostre necessário à obtenção dos resultados tidos em vista e cada caso concreto. De todo o modo, sem prejuízo desta avaliação casuística, estabelece-se um prazo máximo para esta duração. Esse prazo é de seis anos a contar da disponibilização da

infraestrutura de ligação à RESP, sem prejuízo de, mediante autorização da DGEG, tal prazo poder ser prorrogado por metade do prazo inicial.

Não obstante a vocação eminentemente experimental dos projetos a instalar nas ZLT, nada impede que os mesmos sejam objeto de exploração pré-comercial, quando tal se mostre compatível com a natureza e as características dos projetos em causa. Deste modo, o DL 15/2022 admite expressamente a possibilidade de comercialização da energia que seja produzida por estes projetos e consequentemente injetada na rede. Não se identificam, aliás, a este nível, diferenças relevantes entre os projetos a instalar nas ZLT e o regime que regula a remuneração a auferir pelos demais projetos. Com efeito, nos termos do artigo 224.º do DL 15/2022, a injeção de energia elétrica na RESP no âmbito de projetos de inovação e desenvolvimento em fase de testes ou exploração pré-comercial é remunerada ao preço livremente formado em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, sendo imputados ao titular do registo prévio os encargos inerentes da participação em mercado, incluindo os desvios à programação.

As ZLT não esgotam, no entanto, as áreas em que é admitida a instalação de projetos de investigação e desenvolvimento. Assim, o artigo 225.º do DL 15/2022 refere-se especificamente à possibilidade de instalação de projetos com estas características em áreas não abrangidas por ZLT. De acordo com esta disposição legal, os projetos em causa ficam sujeitos a um regime híbrido. Por um lado, afirma-se no número 1 do mesmo artigo 225.º o princípio geral de sujeição destes projetos aos termos aplicáveis à generalidade dos demais projetos. Assim, e a título de exemplo, não valem relativamente à instalação destes projetos de investigação e desenvolvimento instalados fora das áreas abrangidas por ZLT o regime de registo prévio simplificado ou a isenção do pagamento de tarifas de acesso às redes e de outros encargos relativos à participação nas redes, conforme acima referidos. No entanto, e em sentido contrário, não deixam de ser reconhecidas outras particularidades destes projetos para determinados fins limitados, como acontece com:

(i) A previsão de que os projetos-piloto instalados em áreas não abrangidas por ZLT podem, ainda assim, beneficiar, à semelhança do que

acontece com os projetos instalados nestas áreas, de um regime tarifário especial, a definir pela ERSE, baseado no pagamento de um valor fixado em euros por MW/dia; e

(ii) A admissão da possibilidade de a DGEG vir a regulamentar o procedimento de controlo prévio da instalação dos projetos-piloto instalados em área não abrangida por ZLT em termos mais simplificados do que os aplicáveis à generalidade dos demais projetos, incluindo mediante dispensa da necessidade de cumprimento de determinados elementos ou fases do mesmo procedimento.

## DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS DO DECRETO-LEI N.º 15/2022, DE 14 DE JANEIRO: ARTIGOS 275.º A 307.º

MIGUEL NOGUEIRA DE BRITO

### I. Introdução

O Capítulo XXI, sob a epígrafe “Disposições finais e transitórias”, do DL 15/2022, espalha-se ao longo de trinta e dois artigos (do 275.º ao 307.º), introduzindo assim uma complexidade fora do comum no plano das regras transitórias normalmente associadas à criação, ou alteração, de um regime jurídico.

A justificação para esta complexidade decorre fundamentalmente de o novo diploma do setor elétrico concentrar num só regime jurídico matérias que anteriormente eram objeto de tratamento separado.

Assim, o DL 15/2022 não se limitou a concentrar num único diploma os regimes dos anteriores Decretos-Leis

n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e n.º 172/2006, de 23 de agosto, mas, para além disso agregou ainda um conjunto muito relevante de matérias que eram, até agora, objeto de legislação avulsa.

Entre essas matérias cabe enunciar as seguintes: (i) apropriação ilícita de energia ([Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro](#)); (ii) os ajustamentos tarifários ([Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto](#)); (iii) a tarifa social ([Decretos-Leis n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro](#), e [n.º 172/2014, de 4 de novembro](#)); (iv) a extinção das tarifas reguladas em todos os níveis de tensão ([Decretos-Leis n.º 104/2010, de 29 de setembro](#), e [n.º 75/2012, de 26 de março](#)); (v) os regimes de remuneração garantida ([Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro](#)); (vi) o regime do sobre-equipamento ([Decreto-Lei](#)

n.º 94/2014, de 24 de junho); (vii) o regime do operador logístico de mudança de comercializador (Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março); (viii) o regime do autoconsumo (cf. Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro).

Todos os diplomas que tratavam estas matérias foram, de resto, objeto de revogação expressa, constante do artigo 305.º do DL 15/2022.

De fora ficam agora, apenas, a produção de eletricidade em cogeração, a produção de eletricidade a partir da energia das ondas; a mobilidade elétrica e a produção de eletricidade a partir de energia nuclear, como decorre do artigo 2.º, n.º 2, do diploma.

Como seria de esperar, as disposições finais e transitórias abrangem um conjunto muito vasto de regras sobre sucessão de regimes e outros aspetos que aqui não é possível descrever de forma pormenorizada, sob pena de se reproduzir o próprio capítulo em que se incluem tais disposições.

Em vez disso, importa de um modo especial tratar algumas questões que se afigura serem particularmente relevantes.

## II. Regras gerais em matéria de disposições transitórias

Entre essas questões, a primeira diz certamente respeito àquela que pode ser considerada a regra geral em matéria de disposições transitórias, consagrada no artigo 276.º, sob a epígrafe “Processos pendentes”.

Tal como sucede em geral com a aplicação no tempo das leis que modificam regras de procedimento administrativo, o n.º 1 daquele artigo estabelece que o disposto no DL 15/2022 se aplica «aos processos pendentes na DGEG, sem prejuízo dos atos já praticados».

Para além disso, o n.º 2 do mesmo artigo estabelece que nos procedimentos de controlo prévio (em que se incluem os procedimentos de obtenção de licença de produção e de exploração, os procedimentos de registo prévio e certificação de exploração ou os procedimentos de comunicação prévia) pendentes os prazos em curso têm a duração estabelecida no regime jurídico em vigor à data do início da respetiva contagem, aplicando-se nas fases subsequentes do procedimento o disposto no presente decreto-lei.

Em acréscimo a estas regras gerais, o artigo 276.º inclui ainda um conjunto de regras especiais em matéria de processos pendentes que importará ter presentes de modo a evitar o arquivamento do procedimento, ou a caducidade do pedido.

Entre essas regras o artigo 276.º, n.º 4, prevê que nos procedimentos que tenham obtido capacidade de injeção na RESP previamente à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e que não tenham obtido licença de produção ou de exploração, nem registo ou certificado de exploração, consoante o caso, os respetivos requerentes dispõem do prazo de seis meses, após a data da entrada em vigor do presente Decreto-Lei, para apresentação do respetivo pedido, sob pena de arquivamento do procedimento, ficando, neste caso, a capacidade disponível para nova atribuição.

Esta disposição podia implicar um encurtamento substancial dos prazos que seriam aplicáveis na sua ausência. Assim, certamente com o objetivo de obviar a este efeito, o novo Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, veio prever, no respetivo artigo 4.º, n.ºs 4 e 5, que a entrada em exploração do centro eletroprodutor, instalação de

armazenamento ou UPAC ocorre no prazo estabelecido para a emissão da licença de exploração ou certificado de exploração, nos termos previstos no DL 15/2022, de 14 de janeiro, o que é aplicável aos procedimentos abrangidos pelo n.º 4 do artigo 276.º do DL 15/2022, de 14 de janeiro.

Também merce uma referência a disposição contida no artigo 276.º, n.º 9, de acordo com a qual o regime de cedências ao municípios previsto no artigo 49.º não é aplicável aos titulares de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento que tenham obtido título de reserva de capacidade de injeção na RESP antes da entrada em vigor do DL 15/2022. No caso dos projetos de hibridização, tal significa que o regime do artigo 49.º apenas será aplicável quando o título de reserva de capacidade de injeção para o titular do centro eletroprodutor preexistente seja obtido após a entrada em vigor do DL 15/2022.

## III. Regimes bonificados

A segunda questão a tratar diz respeito aos regimes bonificados de apoio à remuneração, estabelecendo-se a regra

de que os centros eletroprodutores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou de outros regimes bonificados de apoio à remuneração, atribuídos, mantidos ou prorrogados por diplomas legais anteriores mantêm os regimes remuneratórios nas condições de atribuição até ao decurso dos respetivos prazos, nos termos em que foram estabelecidos (artigo 278.º, n.º 1).

A mesma regra é consagrada, com as devidas adaptações, para a remuneração da energia adicional ou para a energia do sobre-equipamento dos centros eletroprodutores (artigo 278.º, n.ºs 2 e 3).

#### IV. Encerramento de centros eletroprodutores

Uma questão que parece exceder o âmbito estrito de disposições transitórias é a tratada no artigo 279.º, n.º 1. De acordo com esta disposição o último titular de licença de exploração de centro eletroprodutor que tenha cessado o seu funcionamento em data anterior à da entrada em vigor do presente decreto-lei, ou quem lhe haja sucedido nos termos gerais de direito, deve apresentar à DGEG um plano de encerramento com a calendarização

do desmantelamento das instalações adequado às respetivas características, no prazo de seis meses contados da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

O que parece estar em causa é a aplicação do regime do artigo 40.º do diploma a centros eletroprodutores que tenham cessado o seu funcionamento antes da entrada em vigor do DL 15/2022.

Ainda que não se equacione sujeitar os titulares de centros eletroprodutores que já tenham cessado o seu funcionamento ao parecer prévio do operador da RESP (previsto no artigo 40.º, n.º 2) que ateste a desnecessidade das mesmas, o simples facto de se exigir um plano de encerramento não previsto no momento da cessação da atividade torna problemático o regime do artigo 279.º, desde logo à luz da tutela da confiança.

#### V. Redes de transporte e distribuição

As questões de saber se a revisão e a atualização do PDIRT e do PDIRD seguem as regras previstas no DL 15/2022 ou o regime legal por este diploma revogado devem ser respondidas

com base no disposto no artigo 283.º daquele diploma, em conjugação com os respetivos artigos 126.º e 130.º.

Os novos PDIRT e PDIRD, na sequência de propostas a apresentar no âmbito de vigência do novo diploma até 15 de outubro do corrente ano, deverão apenas ser propostas de revisão, a rever após cinco anos a contar do ano da última revisão, a aferir pela respetiva aprovação nos termos legais, sem prejuízo de atualizações nos anos ímpares e pares, consoante se trate, respetivamente, do PDIRT ou do PDIRD.

Os artigos 284.º e 285.º tratam, respetivamente, do tema complexo das atividades sujeitas a concessão e das concessões das redes de distribuição em BT.

Assim, o artigo 284.º veio substituir a regra anteriormente vigente sobre esta matéria, de acordo com a qual se previa uma obrigação de adaptação das concessões já atribuídas ao novo regime. Era esta a regra prevista no artigo 73.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 172/2006.

Em vez disso, o artigo 284.º, n.º 1, prevê que «[o] disposto no presente decreto-lei não prejudica as concessões atribuídas por decreto-lei, que

se mantêm nos termos e prazos estabelecidos nos respetivos contratos de concessão».

Por sua vez, no caso especial da atividade do gestor integrado das redes de distribuição, o n.º 2 do mesmo artigo prevê que, até ao início da respetiva atividade, «a concessionária da RND continua a exercer as atividades nos termos previstos no respetivo contrato de concessão e a assegurar a coordenação da operação das redes de distribuição»; por sua vez, o n.º 3 refere que «[a] unificação da gestão técnica das redes de distribuição prevista no n.º 3 do artigo 108.º implica a alteração dos contratos de concessão em vigor, acautelando o respetivo equilíbrio económico-financeiro».

No que diz respeito às concessões das redes de distribuição em BT, e considerando que os prazos das concessões em vigor se encontram já ultrapassados, ou prestes a sê-lo, o artigo 285.º, n.º 1, estabelece a prorrogação, sem necessidade de ulteriores termos, dos contratos de concessão das redes de distribuição de eletricidade em BT, incluindo aqueles para os quais já haja transcorrido o seu prazo.

Esta solução legal vai mais longe do que a constante do artigo 8.º da [Lei n.º 31/2017, de 31 de maio](#), que apenas previa a celebração, entre os municípios e a entidade concessionária, a título excecional e sem outras formalidades, de um acordo escrito com as respetivas contrapartes no contrato de concessão e a estipulação de uma extensão dos prazos de duração das respetivas concessões até à entrada em vigor dos novos contratos de concessão.

Neste diploma, a exigência de um acordo escrito surgia como alternativa à opção dos municípios pela gestão direta, que agora se exclui, em termos que se afiguram de duvidosa constitucionalidade em face do princípio da tutela constitucional da autonomia local.

Certamente com o propósito de minorar os riscos de uma tal inconstitucionalidade, o n.º 4 do artigo 285.º estabelece a possibilidade de alterações aos contratos de concessão em vigor num sentido que se afigura favorável aos interesses dos municípios. Para além disso, o n.º 5 do mesmo artigo prevê a celebração de um acordo entre o concessionário da rede de distribuição em BT e a ANMP sobre os termos das

alterações contratuais a efetuar ao abrigo do n.º 4.

## VI. Transferência intertemporal

Uma outra regra a merecer uma referência especial é a constante do artigo 290.º, segundo a qual, «[d]e acordo com o regime de transferência intertemporal estabelecido no artigo 208.º só podem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas os ajustamentos tarifários referentes a sobrecustos com a produção com regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração ocorridos até 31 de dezembro de 2025».

O problema que esta regra suscita consiste em a mesma não constituir verdadeiramente uma disposição destinada a assegurar a transição entre dois regimes, mas antes em estabelecer uma limitação temporal a uma regra do novo regime, no caso a respeitante à transferência intertemporal de proveitos, prevista no artigo 208.º do DL 15/2022.

As questões que não ficam inteiramente esclarecidas são a de saber se, por um lado, a proibição de repercussão dos ajustamentos tarifários referentes a

sobrecustos se aplica a todos os apoios enumerados no n.º 2 do artigo 208.º e, por outro lado, se a proibição de tal repercussão significa também a proibição dos próprios sobrecustos envolvidos.

## VII. Revisão da tarifa social

Finalmente, merece ainda destaque a previsão, constante do artigo 293.º, da caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento, a ser efetuada pela DGEG, em articulação com a ADENE e ouvida a ERSE, nos últimos seis meses de cada período de quatro anos a contar da data de publicação do DL 15/2022.

Nos termos do n.º 2 deste artigo, tal caracterização deverá ser publicada no sítio da Internet da DGEG e remetida ao membro do Governo responsável pela área da energia, presumivelmente para efeitos de aprovação através de portaria.

Deste modo, permite-se uma relativa estabilidade do regime da tarifa social, o que é certamente da maior importância para investidores e operadores do sector elétrico.

# GLOSSÁRIO

<b>ACC</b> Autoconsumo Coletivo	<b>CER</b> Comunidades de energia renovável	<b>EGAC</b> Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo
<b>AIA</b> Avaliação de Impacte Ambiental	<b>CIEG</b> Custos de interesse económico geral	<b>ERSE</b> Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>AincA</b> Avaliação de Incidências Ambientais	<b>CPTA</b> Código de Processo nos Tribunais Administrativos	<b>GID</b> Gestor Integrado das Redes de Distribuição
<b>ANMP</b> Associação Nacional de Municípios Portugueses	<b>CUR</b> Comercializador de último recurso	<b>GWh</b> Gigawatt-hora
<b>APA</b> Agência Portuguesa do Ambiente	<b>DGEG</b> Direção Geral de Energia e Geologia	<b>kW</b> Kilowatt
<b>AT</b> Alta Tensão	<b>DInCA</b> Decisão de Incidências Ambientais	<b>kWh</b> Kilowatt-hora
<b>BT</b> Baixa Tensão	<b>DL 15/2022</b> Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional	<b>MAT</b> Muito Alta Tensão
<b>CCDR</b> Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional		<b>MIBEL</b> Mercado Ibérico de Eletricidade
<b>CCP</b> Código dos Contratos Públicos		<b>MT</b> Média Tensão



<b>MVA</b> Megavolt-ampere	<b>PRE</b> Produção em regime especial	<b>RNT</b> Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
<b>MW</b> Megawatt	<b>RAN</b> Reserva Agrícola Nacional	<b>SEN</b> Sistema Elétrico Nacional
<b>ORD</b> Operador da rede nacional de distribuição	<b>REDII</b> <i>Renewable Energy Directive II</i>	<b>TFUE</b> Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia
<b>ORT</b> Operador da rede nacional de transporte	<b>REN</b> Reserva Ecológica Nacional	<b>TRC</b> Título de reserva de capacidade de injeção na RESP
<b>PDIRD</b> Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição	<b>RESP</b> Rede Elétrica de Serviço Público	<b>UPAC</b> Unidade de produção para autoconsumo
<b>PDIRT</b> Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte	<b>RJUE</b> Regime Jurídico da Urbanização e Edificação	<b>UPP</b> Unidades de pequena produção (sendo que esta designação se refere às centrais que utilizam fontes de energia renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade máxima instalada até 1 MW, destinada à venda total de energia à rede, ao abrigo do DL n.º 172/2006, deixando de ser utilizada no DL n.º 15/2022)
<b>PDM</b> Plano Diretor Municipal	<b>RLIE</b> Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas	<b>ZLT</b> Zonas Livres Tecnológicas
<b>PNEC</b> Plano Nacional de Energia e Clima	<b>RJAIA</b> Regime Jurídico da Avaliação de Impacte Ambiental	
<b>PPA</b> <i>Power purchase agreements</i>	<b>RND</b> Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade	

## **Other Publications**

### **Instituto Miguel Galvão Teles**

#### **IGUAL | DESIGUAL**

##### **Igualdade de Género & Igualdade no Ensino**

Intervenções da conferência

#### **TRIBUTO A MIGUEL GALVÃO TELES POR OCASIÃO DOS 15 ANOS DA INDEPENDÊNCIA DE TIMOR-LESTE**

Intervenções da conferência

#### **LIBERDADES DE IMPRENSA E DE EXPRESSÃO:**

##### **QUE PAPÉIS, QUE EFEITOS, QUE FRONTEIRAS E LIMITES?**

Intervenções da conferência

#### **CRUZEIRO SEIXAS**

##### **Sessão de Homenagem**

Intervenções da conferência

#### **INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL: DISRUPÇÃO E OPORTUNIDADE**

Intervenções da conferência

#### **INTEGRIDADE E RESPONSABILIDADE EMPRESARIAL**

Intervenções da conferência

#### **O FUTURO E A ESPERANÇA: OS DESAFIOS DA CIÊNCIA E O ENVOLVIMENTO DA SOCIEDADE**

Intervenções da conferência



INSTITUTO  
MIGUEL CALVÃO TELES