DIÁRIO DA REPÚBLICA

1.ª série
N.º 234
03-12-2024

PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS

Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro

Sumário: Altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis.

O XXIV Governo Constitucional tem como objetivo tornar o País mais verde e sustentável através do cumprimento do Acordo de Paris sobre as alterações climáticas e com a estratégia ambiental e climática da União Europeia, a promoção da transição para uma economia circular e descarbonizada, centrada nos cidadãos e na reindustrialização verde, assim como a preservação dos seus recursos naturais e aposta decisiva na eficiência energética.

O referido objetivo encontra-se alinhado com as políticas europeias para a promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis e para a mitigação das alterações climáticas, a União Europeia tem vindo a atualizar o seu quadro legislativo com o objetivo de alcançar uma transição energética mais sustentável e resiliente. Este esforço insere-se na estratégia global da União para cumprir o Acordo de Paris e alcançar a neutralidade climática até 2050, conforme delineado no Pacto Ecológico Europeu. Neste contexto, a 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 (Diretiva RED II), estabeleceu um quadro sólido para o desenvolvimento das energias renováveis na Europa, tendo sido revista e alterada pela Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023 (Diretiva RED III).

A transposição parcial da Diretiva RED III foi acompanhada pelo Grupo de Trabalho criado para o efeito pelo Despacho n.º 6757-A/2024, de 17 de junho.

No cumprimento dos compromissos europeus e na prossecução dos objetivos nacionais de sustentabilidade e transição energética, é necessário proceder à transposição parcial da Diretiva RED III para o ordenamento jurídico nacional. Esta transposição introduz importantes inovações no quadro regulatório aplicável às energias renováveis, incluindo a aceleração e simplificação de procedimentos para o licenciamento de projetos de energias renováveis, a facilitação da ligação das instalações de produção de energia renovável à rede elétrica e o reforço dos mecanismos de garantia de origem da eletricidade proveniente de fontes renováveis. Estas alterações têm impacto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional e no Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, que aprova o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente.

A par destas alterações introduzidas pela transposição da referida diretiva europeia, a contínua evolução tecnológica, especialmente no que respeita às formas de produção e armazenamento de energia, tornam premente a simplificação e desburocratização do licenciamento de projetos de energias renováveis e promoção da produção descentralizada de energia, através de comunidades de energia renovável e autoconsumo, pelo que se afigura oportuno adequar esse quadro legislativo, através da alteração do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

As alterações introduzidas visam ampliar o conceito de hibridização ao incluir unidades de armazenamento, ajustar valores das cauções e rever os critérios para a sua devolução, assim como atualizar as regras relativas às compensações atribuídas aos municípios pela instalação de centros eletroprodutores. Simplificam-se, ainda, as regras para utilização de áreas na reserva agrícola nacional e aumentam-se as distâncias permitidas para autoconsumo coletivo e comunidades de energia renovável em territórios de baixa densidade. São criados mecanismos para agilizar o registo de unidades de produção de energias renováveis de pequena escala, reforçando a fiscalização e simplificando os processos sem condicionar a entrada em operação dos projetos.

Adicionalmente, com vista a aumentar a competitividade do setor industrial português e apostar na reindustrialização verde, é premente proceder ao ajustamento do regime jurídico que enquadra

o estatuto do cliente eletrointensivo para torná-lo mais competitivo e assegurar a sua conformidade com o Direito da União Europeia, em especial com as normas relativas a auxílios de Estado. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, habilita as instalações de consumo intensivo de energia expostas ao comércio internacional a requerer o estatuto de cliente eletrointensivo. Contudo, a implementação efetiva deste regime requer a obtenção de autorização pela Comissão Europeia, pelo que se procedem aos ajustes necessários para a compatibilização do Estatuto do Cliente Eletrointensivo com o quadro normativo europeu, garantindo simultaneamente a manutenção dos objetivos de crescimento económico e de transição energética.

No espírito do novo Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 (Regulamento 2024/1747), que procedeu à alteração dos Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União Europeia, importa igualmente prever instrumentos concretos destinados a eliminar os obstáculos regulamentares e administrativos injustificados e desproporcionados à contratação bilateral e, bem assim, a melhorar a transparência de acesso a estes instrumentos de contratação de energia.

Neste quadro, as alterações preconizadas ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, visam também estabelecer as bases para a atividade de registo e contratação bilateral de energia e/ou potência, que funcione de forma transparente, aberta e não discriminatória, tal como previsto nas normas europeias.

No âmbito da transposição parcial da Diretiva RED III, foram ouvidos os órgãos de governo próprio das regiões autónomas, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e o Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas.

Relativamente às restantes alterações legislativas, foram ouvidos os órgãos de governo próprio das regiões autónomas, a Associação Nacional de Municípios Portugueses, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, a Direção-Geral de Energia e Geologia, a Agência Portuguesa do Ambiente, o Laboratório Nacional de Energia e Geologia, a REN — Redes Energéticas Nacionais e a E-Redes.

Promoveu-se ainda a audição da Direção-Geral da Agricultura e do Desenvolvimento Rural, do Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas e da Agência para a Energia.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Artigo 1.º

Objeto

O presente decreto-lei procede:

a) À transposição parcial da Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023, que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE, no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis, e que revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho.

b) À oitava alteração ao Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua redação atual, que aprova o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente;

c) À quarta alteração ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, alterado pela Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro, e pelos Decretos-Leis n.os 11/2023, de 10 de fevereiro, e 104/2023, de 17 de novembro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional.

Artigo 2.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro

O artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua redação atual, passa a ter a seguinte redação:

«Artigo 12.º

[...]

1 — O proponente pode apresentar à autoridade de AIA, previamente ao início do procedimento de AIA, uma PDA do EIA, exceto no caso de centros eletroprodutores de energia renovável e infraestruturas conexas, para os quais a apresentação da PDA é obrigatória.

2 — [...]

3 — [...]

4 — [...]

5 — [...]

6 — [...]

7 — [...]

8 — [...]

9 — [...]

10 — [...]»

Artigo 3.º

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

Os artigos 3.º, 4.º, 11.º, 13.º, 14.º, 33.º, 35.º, 42.º, 49.º, 50.º, 55.º, 57.º, 58.º, 62.º, 63.º, 74.º, 79.º, 83.º, 112.º, 194.º, 195.º, 208.º, 298.º e 304.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, passam a ter a seguinte redação:

«Artigo 3.º

[...]

[...]

a) [...]

b) [...]

c) [...]

d) [...]

e) [...]

f) [...]

g) [...]

h) [...]

i) [...]

j) [...]

k) [...]

l) [...]

m) [...]

n) [...]

o) [...]

p) [...]

q) [...]

r) [...]

s) [...]

t) [...]

u) [...]

v) [...]

w) [...]

x) [...]

y) [...]

z) [...]

aa) [...]

bb) [...]

cc) [...]

dd) [...]

ee) [...]

ff) [...]

gg) [...]

hh) [...]

ii) [...]

jj) [...]

kk) [...]

ll) [...]

mm) [...]

nn) «Hibridização» a adição a centro eletroprodutor ou UPAC, com licença de produção, registo prévio ou comunicação prévia, de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária de energia renovável ou de novas unidades de armazenamento, sem alterar a capacidade de injeção do centro eletroprodutor ou UPAC preexistente;

oo) [...]

pp) [...]

qq) «Instalação de armazenamento», uma instalação onde a energia é armazenada, em cujo âmbito se inclui:

i) O armazenamento autónomo, quando a instalação tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC; ou

ii) O armazenamento colocalizado, quando uma instalação de armazenamento se encontre combinada com um centro eletroprodutor de fonte renovável ou UPAC, ligados no mesmo ponto de acesso à rede;

rr) [...]

ss) [...]

tt) [...]

uu) [...]

vv) [...]

ww) [...]

xx) [...]

yy) [...]

zz) [...]

aaa) [...]

bbb) [...]

ccc) [...]

ddd) [...]

eee) [...]

fff) «Potência instalada», a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade ou de instalação de armazenamento, considerando-se, no caso de centros eletroprodutores solares ou de armazenamento com recurso a baterias, a potência nominal de saída dos inversores em kW e kVA e respetivos inversores, fixada no procedimento de controlo prévio;

ggg) [...]

hhh) [...]

iii) [...]

jjj) [...]

kkk) [...]

lll) «Reequipamento», a substituição total ou parcial dos equipamentos geradores do centro eletroprodutor de fonte primária renovável, sem alteração da área de implantação do centro eletroprodutor preexistente;

mmm) [...]

nnn) [...]

ooo) [...]

ppp) [...]

qqq) [...]

rrr) [...]

sss) [...]

ttt) [...]

uuu) [...]

vvv) [...]

www) «Territórios de baixa densidade» aqueles que se encontram identificados por portaria dos membros do governo responsáveis pela área da energia e da coesão territorial.

Artigo 4.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

4 — Presume-se o interesse público, para a saúde e segurança públicas, ao planeamento, construção e exploração dos centros eletroprodutores de fonte renovável e/ou de instalações de armazenamento, incluindo a sua ligação à rede, no âmbito:

a) Da alínea c) do n.º 11 do artigo 10.º e da alínea c) do n.º 1 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na sua redação atual;

b) Da alínea c) do n.º 5 do artigo 51.º da Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, na sua redação atual.

Artigo 11.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

a) [...]

b) [...]

c) O armazenamento de eletricidade com potência instalada superior a 1 MW;

d) A produção ou o armazenamento quando sujeitos ao procedimento de avaliação de impacte ambiental (AIA) ou de avaliação de incidências ambientais, nos termos da legislação aplicável;

e) [...]

3 — [...]

a) [...]

b) [...]

c) O armazenamento de eletricidade com potência instalada igual ou inferior a 1 MW;

d) [...]

4 — [...]

5 — [...]

6 — [...]

7 — [...]

8 — [...]

9 — [...]

10 — [...]

Artigo 13.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

a) [...]

b) Na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, ao valor de € 10 000,00 por MVA de reserva de capacidade a atribuir, com o limite máximo de € 10 000 000,00, pelo prazo mínimo de 30 meses, sendo prorrogada, até à entrada em funcionamento do centro eletroprodutor, instalação de armazenamento ou UPAC, sob pena de caducidade do procedimento;

c) [...]

4 — [...]

5 — [...]

6 — [...]

7 — [...]

8 — [...]

a) [...]

b) [...]

c) [...]

d) [...]

e) [...]

f) [...]

g) Quando não ocorra a celebração do acordo entre o interessado e o operador da RESP, por motivo imputável a este último.

9 — [...]

10 — [...]

11 — [...]

12 — [...]

13 — [...]

14 — [...]

15 — [...]

16 — [...]

17 — [...]

18 — [...]

Artigo 14.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

4 — [...]

5 — Os prazos referidos nos números anteriores são prorrogáveis, sem limite, por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em circunstâncias excecionais e mediante pedido do requerente devidamente justificado, sem prejuízo do disposto no n.º 7.

6 — [...]

7 — Os procedimentos para a emissão das licenças de produção e de exploração não podem exceder, no seu conjunto, os seguintes limites:

a) Dois anos, para os projetos de energias renováveis;

b) Três anos, para os projetos de energias renováveis *offshore*.

8 — Os prazos das licenças de produção e de exploração referidos no número anterior podem ser prorrogados por despacho do diretor-geral da DGEG, pelo período máximo de seis meses, mediante a verificação de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos, com impacto, designadamente, na segurança e fiabilidade da RESP.

9 — Os requerentes são notificados, em sede de audiência dos interessados nos termos previstos no CPA, sobre a prorrogação dos prazos nos termos dos números anteriores.

10 — Os prazos referidos no presente artigo não incluem os períodos:

a) Para a construção dos centros eletroprodutores de energia renovável, incluindo as respetivas ligações à rede, e das infraestruturas conexas para garantir a estabilidade, fiabilidade e segurança da RESP;

b) Do processo administrativo para as modernizações significativas da rede, para garantir a sua estabilidade, fiabilidade e segurança;

c) Dos processos para a impugnação, administrativa ou judicial, de decisão, ato ou omissão ao cumprimento do disposto no presente decreto-lei.

11 — *(Anterior n.º 7.)*

12 — *(Anterior n.º 8.)*

Artigo 33.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

a) [...]

b) De parecer do operador da rede competente com indicação de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede, designadamente as previstas no Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, e da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, quando aplicáveis, salvo se, quando lhe for solicitada a pronúncia, este indicar que se pronuncia no relatório de vistoria, devendo, nesse caso, ser entregue o relatório de vistoria em substituição do parecer.

c) [...]

d) [...]

e) [...]

4 — O pedido é rejeitado se não estiver instruído com os elementos previstos no número anterior e se o requerente não os entregar no prazo máximo de 10 dias após solicitação da DGEG.

5 — [...]

6 — [...]

7 — [...]

8 — [...]

Artigo 35.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

4 — [...]

5 — [...]

6 — [...]

7 — [...]

8 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o procedimento relativo ao reequipamento de centro eletroprodutor de energia renovável que não dê origem a um aumento da respetiva potência instalada superior a 20 % não pode exceder o período de três meses a contar da data da apresentação do pedido para o efeito.

9 — O disposto no número anterior não se aplica nos casos de reserva fundamentada sobre a segurança e/ou incompatibilidades técnicas e nem prejudica o cumprimento da legislação aplicável à avaliação de impacte ambiental.

Artigo 42.º

[...]

1 — [...]

2 — Os centros eletroprodutores de fonte primária solar, e respetivas instalações de armazenamento de energia, estão isentos de AIA quando sejam instalados em edifícios ou estruturas artificiais, existentes ou futuras.

3 — O disposto no número anterior não se aplica à instalação dos referidos centros eletroprodutores e respetivas instalações de armazenamento de energia:

a) Em superfícies de massas de água artificiais;

b) Em áreas ou edifícios ou classificados ou em vias de classificação e respetivas zonas de proteção, ou em zonas ou estruturas relevantes para a salvaguarda dos interesses de defesa nacional ou de segurança.

4 — *(Anterior n.º 3.)*

Artigo 49.º

[...]

1 — O titular de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento, com potência de ligação atribuída superior 1 MVA, cede, por uma única vez e gratuitamente, ao município ou municípios onde se localiza o centro eletroprodutor, UPAC com potência instalada equivalente a 1 % da potência de ligação do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento para instalação em edifícios municipais ou equipamentos de utilização coletiva ou, por indicação do município, às populações que se localizam na proximidade do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento ou, em alternativa e com capacidade equivalente, postos de carregamento de veículos elétricos localizados em espaço público e destinados a utilização pública.

2 — O titular de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento procede à instalação da UPAC ou dos postos de carregamento de veículos elétricos nos locais indicados e disponibilizados para o efeito pelos municípios beneficiários após obtenção por estes dos respetivos títulos de controlo prévio.

3 — O município pode optar pela substituição da cedência referida no n.º 1 por uma compensação, única e em numerário, no valor de € 1500,00 por MVA de potência de ligação atribuída.

4 — [...]

5 — As cedências referidas nos números anteriores são objeto de protocolo a celebrar entre o titular de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento e o município ou municípios onde se localiza o centro eletroprodutor ou instalação de armazenamento, no período que medeia entre a emissão da licença de produção e a emissão da licença de exploração, constituindo o protocolo, devidamente assinado, requisito para a emissão desta última.

6 — *(Revogado.)*

7 — [...]

8 — [...]

9 — Não podem ser solicitadas aos titulares de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou instalação de armazenamento quaisquer outras contrapartidas ou cedências aos municípios para além das estabelecidas no presente decreto-lei.

Artigo 50.º

[...]

1 — *(Anterior corpo do artigo.)*

2 — Quando o perímetro de implementação de centros eletroprodutores solares e das respetivas linhas internas e de ligação à RESP inclua áreas integradas na RAN e estas representem menos de 10 % da área total contratada e tiverem menos de 1 hectare, considera-se que as mesmas podem ser utilizadas para efeitos de produção de energia renovável.

3 — Presume-se o cumprimento dos requisitos previstos no artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 73/2009, de 31 de março, alterado pelos Decretos-Leis n.os 199/2015, de 16 de setembro, 11/2023, de 10 de fevereiro, e 36/2023, de 26 de maio, quando a utilização de áreas integradas na RAN para colocação de apoios e passagem de linhas internas e de ligação de centros eletroprodutores à RESP não impuser restrições decorrentes da constituição da servidão da linha que prejudiquem a cultura dominante na área afetada.

Artigo 55.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

4 — [...]

5 — [...]

6 — [...]

7 — [...]

8 — [...]

9 — [...]

10 — [...]

11 — Os procedimentos de registo prévio não podem exceder, no seu conjunto, os seguintes limites:

a) De um mês, para as unidades de produção de fonte solar com uma potência instalada igual ou inferior a 100 kW;

b) De três meses, para as restantes unidades de produção de fonte solar e armazenamento de energia, incluindo as unidades integradas em edifícios e em estruturas artificiais, com exceção das superfícies de massas de água artificiais;

c) De dois anos, para o reequipamento dos projetos de energias renováveis *offshore*.

12 — Nos termos e para os efeitos do disposto na alínea a) do número anterior:

a) Os prazos referidos nos n.os 1, 2, 3 e 7 são reduzidos para metade;

b) Na falta de emissão da decisão no prazo determinado para o procedimento de registo prévio, ocorre o deferimento tácito, contanto que a potência instalada não exceda a capacidade existente de ligação à rede de distribuição.

13 — O disposto na alínea b) do n.º 11 aplica-se desde que o objetivo principal das referidas estruturas artificiais não consista na conversão de energia solar ou no armazenamento de energia.

14 — O prazo referido na alínea c) do n.º 11 pode ser prorrogado, por despacho do diretor-geral da DGEG, pelo período máximo de três meses, mediante a verificação fundamentada de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos.

15 — Os requerentes são notificados, em sede de audiência dos interessados nos termos previstos no Código do Procedimento Administrativo, sobre a prorrogação dos prazos nos termos do número anterior.

Artigo 57.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

4 — A apresentação e o pagamento do pedido referido no n.º 2 determina a emissão de certificado de exploração provisório, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

5 — No prazo de 10 dias após a submissão do relatório de inspeção que ateste a conformidade da instalação, se não for recusada a emissão do certificado, considera-se o mesmo atribuído e autorizada a ligação definitiva à rede.

6 — *(Anterior n.º 5.)*

7 — *(Anterior n.º 6.)*

8 — *(Anterior n.º 7.)*

9 — Os relatórios de inspeção são comunicados à DGEG mediante a respetiva inserção na plataforma eletrónica a que se refere o n.º 6.

10 — O não cumprimento do disposto no n.º 8 por causa imputável ao titular do registo conduz à sua revogação pela DGEG nos termos do disposto no n.º 4 do artigo seguinte.

11 — *(Anterior n.º 10.)*

Artigo 58.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

a) [...]

b) [...]

c) [...]

3 — O prazo estabelecido na alínea b) do número anterior deve ser prorrogado, a pedido do requerente, pela entidade licenciadora por metade do prazo ali estabelecido, nos termos no n.º 5 do artigo 14.º ou, sem limite de tempo, por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia em circunstâncias excecionais e mediante pedido do requerente devidamente justificado.

4 — [...]

Artigo 62.º

[...]

1 — [...]

2 — O procedimento de controlo prévio referido no número anterior não pode exceder o limite de um ano, a contar do respetivo pedido, para o reequipamento de centros eletroprodutores de energia renovável e para as instalações de armazenamento de energia, bem como para as respetivas infraestruturas de ligação.

3 — O prazo referido no número anterior pode ser prorrogado por despacho do diretor-geral da DGEG, pelo período máximo de três meses, mediante a verificação fundamentada de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos, com impacto, designadamente, na segurança e fiabilidade da RESP.

4 — Para o efeito do presente artigo aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto no n.º 9 do artigo 14.º e nos n.os 2 e 3 do artigo 42.º, na redação introduzida pelo presente decreto-lei.

5 — *(Anterior n.º 2.)*

6 — O reequipamento de centro eletroprodutor de fonte primária solar ou eólica não está sujeito a procedimento de apreciação prévia e decisão de sujeição a AIA, ou a procedimento de AIA estabelecidos no respetivo regime jurídico.

Artigo 63.º

[...]

1 — Os centros eletroprodutores eólicos podem injetar, na rede a que se encontrem ligados, a energia adicional resultante do respetivo título de controlo prévio, nos termos do presente decreto-lei, do Regulamento das Redes e dos regulamentos aplicáveis emitidos pela ERSE.

2 — [...]

3 — [...]

Artigo 74.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

4 — [...]

5 — [...]

6 — A hibridização através de novas unidades de armazenamento está sujeita ao procedimento previsto no n.º 3 do artigo 79.º

Artigo 79.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — A atividade de armazenamento está sujeita ao procedimento de verificação prévia de capacidade de carregamento através da RESP pelo operador de rede competente e pelo gestor global do SEN.

4 — Para efeitos do disposto do número anterior, a entidade licenciadora solicita parecer ao operador de rede competente e ao gestor global do SEN, que determina o valor máximo de potência aparente permitido para o carregamento a partir da RESP das respetivas unidades de armazenamento.

Artigo 83.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

a) [...]

b) Estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT; ou

c) Quando não estejam ligadas na mesma subestação, não ultrapassem a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

3 — [...]

4 — As distâncias indicadas nas alíneas a) e b) do n.º 2 são aumentadas para o dobro, caso as UPAC, as IU e as instalações de armazenamento se situem em territórios de baixa densidade.

Artigo 112.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

a) [...]

b) [...]

c) [...]

4 — Os projetos de investimentos na RESP devidamente aprovados não estão sujeitos a qualquer tipo de demonstração de interesse municipal.

Artigo 194.º

[...]

1 — [...]

a) [...]

b) [...]

2 — [...]

a) Integração nos setores de atividade identificados no anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as 'Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022';

b) Ligação à RESP;

c) [...]

Artigo 195.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

a) Redução de 75 % ou 85 % 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, não podendo tal redução pressupor um pagamento do encargo em valor inferior a 0,5 EUR/MWh

b) [...]

c) [...]

d) [...]

3 — Para efeitos do disposto na alínea a) do número anterior, a intensidade do apoio é de:

a) 85 % do custo elegível se a instalação pertencer a um setor 'em risco significativo' de acordo com o anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as 'Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022';

b) 75 % do custo elegível se a instalação pertencer a um setor 'em risco' de acordo com o anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as 'Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022'.

4 — Não obstante o disposto no número anterior, a intensidade do apoio pode ser aumentada até 85 % para as instalações pertencentes a setores 'em risco', desde que as instalações demonstrem que pelo menos 50 % do seu consumo de eletricidade provém de fontes de energia renováveis e, cumulativamente, pelo menos 10 % desse consumo seja assegurado por um instrumento de contratação a prazo ou contrato bilateral, ou, pelo menos, 5 % abrangido por autoconsumo de origem renovável.

5 — O cumprimento da obrigação de comprovação de consumo abastecido por fonte renovável deve efetuar-se mediante o cancelamento, para a instalação consumidora, das correspondentes garantias de origem, incluindo na parcela que respeite a contratação através de instrumentos de contratação a prazo.

6 — As obrigações e as medidas de apoio previstas nos números anteriores são regulamentadas na portaria prevista no n.º 1 do artigo anterior, com exceção da medida estabelecida na alínea c) do n.º 2, cuja regulamentação segue o disposto no respetivo regime jurídico.

Artigo 208.º

[...]

1 — [...]

2 — [...]

3 — [...]

4 — [...]

5 — [...]

6 — [...]

7 — [...]

8 — [...]

9 — A isenção dos CIEG prevista no artigo 195.º não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, nos termos do artigo 100.º

10 — *(Anterior n.º 9.)*

11 — *(Anterior n.º 10.)*

12 — *(Anterior n.º 11.)*

Artigo 298.º

[...]

1 — O disposto no capítulo XIX é aplicável, com as necessárias adaptações, à apropriação ilícita de gás, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, e de gás de petróleo liquefeito (GPL) canalizado.

2 — [...]

Artigo 304.º

[...]

1 — O presente decreto-lei aplica-se em todo o território e espaço marítimo nacional, sem prejuízo do disposto no capítulo XX e no número seguinte.

2 — [...]

3 — [...]

4 — [...]»

Artigo 4.º

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

São aditados ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, os artigos 81.º-A, 163.º-A, 163.º-B, 163.º-C, 163.º-D, 163.º-E e 163.º-F, com a seguinte redação:

«Artigo 81.º-A

Certificado de Exploração para UPAC

1 — O processo de certificação de UPAC obedece ao disposto no artigo 57.º, com exceção do prazo previsto no n.º 4, sendo o certificado de exploração emitido automaticamente, nos termos do n.º 5 do mesmo artigo.

2 — Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, cabe à DGEG verificar o cumprimento dos procedimentos e condições necessários à obtenção do certificado de exploração, podendo auditar quaisquer procedimentos, até dois anos após a sua conclusão.

3 — Caso identifique alguma irregularidade ocorrida no procedimento de certificação, a DGEG notifica o titular do certificado para que regularize a situação no prazo máximo de 30 dias, sob pena de, não o fazendo, ser tal certificado revogado.

4 — O prazo referido no número anterior pode ser prorrogado por uma vez, a pedido do titular do certificado.

Artigo 163.º-A

Âmbito da atividade de registo e contratação bilateral de energia

1 — A atividade de registo e contratação bilateral de energia consiste no registo de todas as transações operadas por contratos bilaterais de energia, nos quais pelo menos uma das partes é um agente de mercado.

2 — A atividade de registo e contratação bilateral de energia é constituída por:

a) Atividade de Registo de Contratos Bilaterais de energia e/ou potência, nas suas condições de preço e de volume de contratos, de adesão obrigatória, sem prejuízo das demais obrigações aplicáveis no relacionamento, quando necessário, com o gestor global do SEN;

b) Atividade de Contratação Bilateral de energia e/ou potência, de adesão voluntária.

Artigo 163.º-B

Entidade gestora

1 — A gestão da atividade de registo e contratação bilateral de energia é assegurada pela entidade responsável pela gestão do mercado a prazo, nos termos do n.º 1 do artigo 4.º do Acordo Internacional de Santiago que criou o MIBEL, aprovado por Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, de 23 de março, ou por qualquer uma das suas filiais, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — À entidade gestora da atividade de registo e contratação bilateral de energia podem ser atribuídas outras funções em procedimentos concorrenciais que sejam realizados no âmbito do funcionamento do SEN, nos termos que forem determinados nas respetivas peças do procedimento.

3 — A entidade gestora da atividade de registo e contratação bilateral de energia é sujeita à supervisão operativa da ERSE, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas nos domínios específicos das suas atribuições.

Artigo 163.º-C

Regulação

1 — Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas nos domínios específicos das suas competências, cabe à ERSE regulamentar a atividade de registo e contratação bilateral de energia.

2 — A regulação da atividade de registo e contratação bilateral de energia rege-se pelos princípios previstos no artigo 205.º do presente diploma.

3 — Compete à ERSE aprovar o Manual de Procedimentos da atividade de registo e contratação bilateral de energia, o qual deve ser proposto pela entidade gestora à ERSE, cabendo-lhe ainda a monitorização e supervisão da respetiva aplicação.

4 — A atividade de registo e contratação bilateral de energia está sujeita ao regime sancionatório legalmente aplicável ao setor energético.

Artigo 163.º-D

Princípios a que deve obedecer a atividade de registo e contratação bilateral de energia

A atividade de registo e contratação bilateral de energia e a respetiva gestão norteiam-se pelos seguintes princípios:

a) Transparência;

b) Não discriminação e igualdade de tratamento;

c) Imparcialidade e independência;

d) Promoção da concorrência entre os agentes de mercado;

e) Eficiência económica, garantindo que não são gerados custos desnecessários para o SEN.

Artigo 163.º-E

Regime de exercício da atividade de registo e contratação bilateral de energia

Os termos e condições da atividade de registo e contratação bilateral de energia são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, no prazo de 120 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 163.º-F

Integração da gestão da atividade de registo e contratação bilateral de energia

O funcionamento das atividades mencionadas no n.º 2 do artigo 163.º-A integra-se no âmbito do Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 (Regulamento 2024/1747).»

Artigo 5.º

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

1 — É aditada ao capítulo IX, «Mercados de Eletricidade», do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, uma secção II, com a epígrafe «Atividade de registo e contratação bilateral de energia», que integra os artigos 163.º-A, 163.º-B, 163.º-C, 163.º-D, 163.º-E e 163.º-F.

2 — A secção II do capítulo IX é renumerada, passando a secção III.

Artigo 6.º

Norma revogatória

É revogado o n.º 6 do artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Artigo 7.º

Republicação

É republicado em anexo ao presente decreto-lei e do qual faz parte integrante o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, com a redação introduzida pelo presente decreto-lei.

Artigo 8.º

Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor 15 dias após a sua publicação.

Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 17 de outubro de 2024. — Paulo Artur dos Santos de Castro de Campos Rangel — Paulo Artur dos Santos de Castro de Campos Rangel — Joaquim Miranda Sarmento — Manuel Castro Almeida — Maria da Graça Carvalho — Margarida Balseiro Lopes — José Manuel Fernandes.

Promulgado em 20 de novembro de 2024.

Publique-se.

O Presidente da República, Marcelo Rebelo de Sousa.

Referendado em 25 de novembro de 2024.

O Primeiro-Ministro, Luís Montenegro.

ANEXO

(a que se refere o artigo 7.º)

Republicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro

CAPÍTULO I

Disposições gerais

Artigo 1.º

Objeto

1 — O presente decreto-lei estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

2 — O presente decreto-lei procede à 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 e que altera a Diretiva 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012.

3 — O presente decreto-lei procede, ainda, à transposição parcial 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.

Artigo 2.º

Âmbito de aplicação

1 — O presente decreto-lei aplica-se às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do SEN, aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades e à proteção dos consumidores.

2 — O disposto no presente decreto-lei não é aplicável:

a) À produção de eletricidade em cogeração, regulada pelo Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, na sua redação atual;

b) À produção de eletricidade a partir da energia das ondas na zona-piloto, regulada pelos Decretos-Leis n.os 5/2008, de 8 de janeiro, e 238/2008, de 15 de dezembro, ambos na sua redação atual;

c) À organização, acesso e exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica, regulados pelo Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na sua redação atual;

d) À produção de eletricidade a partir de energia nuclear.

Artigo 3.º

Definições

Para os efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

a) «Agente de mercado» qualquer entidade que pretenda transacionar energia elétrica através de contratação bilateral bem como participar nos mercados de eletricidade;

b) «Alta tensão» ou «AT» a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV;

c) «Alteração substancial» a alteração ao centro eletroprodutor, unidade de produção para autoconsumo (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;

d) «Armazenamento de energia» a transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção através da sua conversão numa outra forma de energia, designadamente química, potencial ou cinética;

e) «Autoconsumo» o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável;

f) «Autoconsumidor» um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional, podendo exercer esta atividade em autoconsumo individual ou ACI ou em autoconsumo coletivo ou ACC quando respetivamente o autoconsumo é para consumo numa instalação elétrica de utilização (IU), ou em duas ou mais IU, estando, em ambos os casos, a ou as UPAC instaladas nessa(s) IU ou na sua proximidade e com ligações entre si através da RESP, e/ou de uma rede interna e/ou por linha direta, sem prejuízo de o direito de propriedade sobre a UPAC ser titulado por terceiro(s);

g) «Baixa tensão» ou «BT» a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV;

h) «Baixa tensão especial» ou «BTE» os fornecimentos ou entregas em BT com a potência contratada superior a 41,4 kVA;

i) «Baixa tensão normal» ou «BTN» os fornecimentos ou entregas em BT com a potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA;

j) «Balanço» todas as ações e processos, em todos os prazos, através dos quais o gestor global do SEN e os operadores dos sistemas interligados asseguram, de forma duradoura, a manutenção da frequência da rede dentro de um determinado intervalo de estabilidade e o cumprimento do volume de reservas necessário para respeitar os padrões de qualidade exigidos;

k) «Biomassa» a fração biodegradável de produtos, resíduos e detritos de origem biológica provenientes da agricultura, incluindo substâncias de origem vegetal e animal, da silvicultura e de indústrias afins, como a pesca e a aquicultura, bem como a fração biodegradável de resíduos, incluindo resíduos industriais e urbanos de origem biológica;

l) «Capacidade com restrições» o valor máximo, não garantido, da potência aparente em determinado ponto da RESP que é possível atribuir a centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, podendo ser reduzido por iniciativa do operador de rede, por atuação na injeção, para garantir a segurança da operação do SEN;

m) «Capacidade firme» o valor máximo da potência aparente em determinado ponto da RESP que é possível atribuir a centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, que o operador garante poder ser injetado ao longo de todo o ano;

n) «Capacidade de receção» o valor máximo da potência aparente que pode ser recebida em determinado ponto da RESP, calculado com uma determinada probabilidade teórica de risco, para um determinado horizonte temporal e configuração física da RESP, tendo em conta os critérios de segurança de operação e o planeamento da RESP;

o) «Comercialização entre pares» a venda de energia renovável entre participantes no mercado mediante um contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação diretamente entre os participantes no mercado ou indiretamente por intermédio de um terceiro participante no mercado, e cuja produção de efeitos registo não prejudica os direitos

e obrigações das partes envolvidas na qualidade de consumidores finais, autoconsumidores individuais ou coletivos, produtores ou agregadores independentes;

p) «Componentes de rede completamente integrados» os componentes de rede que estão integrados na rede de transporte ou de distribuição, incluindo instalações de armazenamento, e que são utilizados exclusivamente para assegurar a segurança e a fiabilidade do funcionamento da rede de transporte ou de distribuição e não para balanço ou para a gestão de congestionamentos;

q) «Congestionamento» uma situação em que não é possível satisfazer todos os pedidos dos agentes de mercado para realizarem transações entre zonas de rede, uma vez que implicariam transportar fluxos físicos significativos através de elementos da rede incompatíveis com as condições e regras de operação da RESP em segurança, tanto no regime nominal quanto no regime contingencial;

r) «Contador inteligente» um dispositivo que integra um sistema eletrónico preparado para medir o consumo de eletricidade ou a eletricidade introduzida na rede e que pode transmitir e receber dados para efeitos de informação, monitorização, controlo e ação, recorrendo a uma forma de comunicação eletrónica;

s) «Contrato de aquisição de eletricidade renovável» um contrato por força do qual uma pessoa, singular ou coletiva, se compromete a adquirir eletricidade renovável diretamente a um produtor;

t) «Contrato de eletricidade a preços dinâmicos» um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final que reflete a variação de preços nos mercados organizados com intervalos, pelo menos, iguais à frequência de ajustamento do mercado;

u) «Contrato de fornecimento de energia elétrica» o contrato através do qual o comercializador se obriga a abastecer um cliente e este se obriga a pagar o respetivo preço, não incluindo contratos relativos a derivados de eletricidade;

v) «Controlo» o 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 de mais de metade dos direitos de voto; ou

iii) À possibilidade de designar mais de metade dos membros do órgão de administração ou do órgão de fiscalização;

w) «Derivado de eletricidade» um dos instrumentos financeiros especificados nos n.os 5, 6 ou 7 da secção C do anexo I da Diretiva 2014/65/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros, na sua redação atual, sempre que esteja relacionado com a eletricidade;

x) «Empresa horizontalmente integrada» uma empresa que exerce, pelo menos, uma das atividades do SEN e ainda uma atividade não diretamente ligada ao SEN;

y) «Empresa verticalmente integrada» uma empresa ou um grupo de empresas de eletricidade em que a mesma pessoa ou as mesmas pessoas têm direito, direta ou indiretamente, a exercer controlo e em que a empresa ou grupo de empresas exerce, pelo menos, uma das atividades de transporte ou distribuição e, pelo menos, uma das atividades de produção ou comercialização de eletricidade;

z) «Energia adicional» a energia ativa que resultar da utilização da potência adicional, excluindo-se a energia do sobre-equipamento, quando exista;

aa) «Energia armazenada» a energia elétrica acumulada em sistemas de armazenamento de energia, incluindo em veículos elétricos quando os mesmos sejam capazes de introduzir energia na rede, nomeadamente através dos pontos de carregamento bidirecionais associados à IU;

bb) «Energia de balanço» a energia utilizada pelo gestor global do SEN para efetuar o balanço entre a oferta e a procura de energia elétrica;

cc) «Energia do sobre-equipamento» toda a energia ativa injetada na rede com origem, exclusivamente, nos novos equipamentos geradores do sobre-equipamento;

dd) «Energia excedente da produção para autoconsumo» a energia produzida por UPAC e não consumida nem armazenada;

ee) «Entidade inspetora» a entidade acreditada para efetuar as inspeções prévias à emissão dos certificados de exploração, as inspeções periódicas e as inspeções em sequência de alterações ao título de controlo prévio nos termos do presente decreto-lei;

ff) «Entidade instaladora» a entidade habilitada por alvará ou certificado emitido pelo Instituto dos Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção, I. P., nos termos previstos no regime jurídico aplicável ao exercício da atividade da construção, para a execução de instalações de produção de eletricidade ou o técnico responsável pela execução, a título individual, de instalações;

gg) «Entidade gestora do autoconsumo coletivo» ou «EGAC» a pessoa, singular ou coletiva, que pode ou não ser autoconsumidor, designada pelos autoconsumidores coletivos, para a prática de atos em sua representação;

hh) «Fontes de energia renováveis» as fontes de energia não fósseis renováveis, nomeadamente eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica, oceânica, hídrica, biomassa e gases renováveis;

ii) «Garantias de origem» um documento eletrónico que prova ao consumidor que uma dada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes de energia renováveis;

jj) «Gestor global do SEM» a entidade que, nos termos do respetivo contrato de concessão, procede à coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SEN, de forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazo;

kk) «Gestor integrado das redes de distribuição» 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);

ll) «Grau de eletrointensidade» o indicador obtido pelo quociente entre o consumo elétrico anual de um consumidor de eletricidade e o valor acrescentado bruto;

mm) «Grupo gerador» o conjunto constituído pela caldeira, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros eletroprodutores termoelétricos, e o conjunto constituído pelo circuito hidráulico, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros eletroprodutores hidroelétricos;

nn) «Hibridização» a adição a centro eletroprodutor ou UPAC, com licença de produção, registo prévio ou comunicação prévia, de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária de energia renovável ou de novas unidades de armazenamento, sem alterar a capacidade de injeção do centro eletroprodutor ou UPAC preexistente;

oo) «Híbrido» o centro eletroprodutor ou UPAC que, no procedimento de controlo prévio, apresenta em simultâneo mais do que uma unidade de produção que utiliza diversas fontes primárias de energia renováveis;

pp) «Infraestruturas das redes inteligentes» os sistemas destinados à monitorização e controlo de dados e informação relativos aos ativos da RNT e RND e redes de distribuição em baixa tensão que favoreçam a gestão da infraestrutura do SEN, incluindo os contadores inteligentes;

qq) «Instalação de armazenamento», uma instalação onde a energia é armazenada, em cujo âmbito se inclui:

i) O armazenamento autónomo, quando a instalação tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC; ou

ii) O armazenamento colocalizado, quando uma instalação de armazenamento se encontre combinada com um centro eletroprodutor de fonte renovável ou UPAC, ligados no mesmo ponto de acesso à rede;

rr) «IU» uma instalação elétrica de utilização;

ss) «Ligação à rede» os elementos da rede que permitem que um determinado centro eletroprodutor, IU, UPAC ou instalação de armazenamento se ligue fisicamente às infraestruturas de transporte ou distribuição de eletricidade da RESP;

tt) «Linha direta» a linha elétrica de serviço particular que liga um local de produção isolado a um cliente isolado ou que liga um produtor de eletricidade e um cliente ou grupo de clientes ou que procede à ligação entre a UPAC e a(s) IU associada(s);

uu) «Média tensão» ou «MT» a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;

vv) «Mercados de eletricidade» os mercados de balcão e as bolsas de eletricidade, mercados de energia, de capacidade, de serviços de balanço e de serviços de sistema em todos os períodos de operação, incluindo os mercados a prazo, de dia seguinte e intradiários;

ww) «Muito alta tensão» ou «MAT» a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV;

xx) «Operador da rede de distribuição» ou «ORD» o operador da rede que exerce a atividade de distribuição e é responsável pela construção, exploração e manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, pelas suas interligações, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo;

yy) «Operador da rede de distribuição fechada» a pessoa, singular ou coletiva, responsável pela exploração, pela interligação com a RESP e por assegurar a garantia da capacidade da rede de distribuição fechada;

zz) «Operador da rede de transporte» ou «ORT» o operador da rede que exerce a atividade de transporte e é responsável pela construção, exploração e manutenção da rede de transporte e, quando aplicável, pelas suas interligações, incluindo transfronteiriças, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo;

aaa) «Ponto de interligação» o ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve um centro eletroprodutor, uma UPAC, uma instalação de armazenamento, uma instalação de utilização ou outra rede;

bbb) «Ponto de receção» o ponto da rede onde se faz a entrega ou a receção de eletricidade à IU, ao centro eletroprodutor, à UPAC, à instalação de armazenamento ou a outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, ou, quando este não exista, do elemento de transição, que separa as instalações, conforme projeto aprovado nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas;

ccc) «Potência adicional» a diferença entre a potência instalada e a potência de ligação;

ddd) «Potência de ligação» a potência máxima autorizada de injeção na rede fixada no procedimento de controlo prévio;

eee) «Potência garantida aparente» valor de potência que assume um valor igual à potência de ligação, com exceção das fontes de energia eólica e solar, em que se considera 10 %, e hídrica, em que se considera 30 % da potência de ligação;

fff) «Potência instalada», a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade ou de instalação de armazenamento, considerando-se, no caso de centros eletroprodutores solares ou de armazenamento com recurso a baterias, a potência nominal de saída dos inversores em kW e kVA e respetivos inversores, fixada no procedimento de controlo prévio;

ggg) «Rede Elétrica de Serviço Público» ou «RESP» 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;

hhh) «Rede interna» a rede de serviço particular, instalada dentro de espaço confinado e com contiguidade geográfica, composta por um conjunto de linhas interconectadas e demais instalações elétricas auxiliares destinadas à veiculação da energia oriunda de UPAC ou instalações de armazenamento para uma ou mais IU associadas ao autoconsumo, podendo ter uma interligação elétrica com a RESP;

iii) «Rede nacional de distribuição de eletricidade» ou «RND» a rede nacional de distribuição de eletricidade em AT e MT, no continente;

jjj) «Rede nacional de transporte de eletricidade» ou «RNT» a rede nacional de transporte de eletricidade, no continente, incluindo o solo e o espaço marítimo nacional, conforme definido nas bases da concessão de RNT, constantes no anexo II do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante, e respetivo contrato de concessão da RNT, com exclusão da concessão atribuída nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro;

kkk) «Redes municipais de distribuição de eletricidade em BT» as redes municipais de distribuição de eletricidade em BT, no continente, conforme definido nas bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em BT, constante no anexo IV do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante;

lll) «Reequipamento» a substituição total ou parcial dos equipamentos geradores do centro eletroprodutor de fonte primária renovável, sem alteração da área de implantação do centro eletroprodutor preexistente;

mmm) «Segurança do abastecimento» a capacidade de o sistema elétrico cobrir, de forma adequada, a procura de eletricidade dos clientes finais;

nnn) «Serviços de resposta da procura» os serviços que valorizam a resposta da procura, através da submissão de ofertas de redução ou aumento do consumo dos clientes finais, em mercados de eletricidades ou através de contratação bilateral, de forma isolada ou mediante agregação;

ooo) «Serviços de sistema» os meios e contratos, utilizados pelo gestor global do SEN, necessários para o acesso e a exploração em condições de segurança de funcionamento da rede, nomeadamente os serviços de balanço, a gestão de congestionamentos e os serviços de sistema não associados à frequência;

ppp) «Serviços de sistema não associados à frequência» 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 do sistema elétrico, corrente de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e capacidade de funcionamento isolado;

qqq) «Sistema Elétrico Nacional» ou «SEM» o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei, no território nacional;

rrr) «Sistemas específicos de gestão dinâmica» os sistemas destinados à monitorização, controlo e gestão dinâmica dos fluxos energéticos entre a(s) UPAC e as IU, capazes de assegurar a interoperabilidade com os sistemas do operador de rede para efeitos de partilha de energia e contagem;

sss) «Sobre-equipamento» a alteração do centro eletroprodutor de fontes de energia renováveis que consista num aumento da potência instalada conseguido através da instalação de mais equipamentos geradores ou de inversores, até ao limite de 20 % da potência de ligação atribuída ao centro eletroprodutor na licença de produção inicial;

ttt) «Sobre-equipamento autónomo» o sobre-equipamento separado juridicamente do centro eletroprodutor preexistente;

uuu) «Transporte» a veiculação de eletricidade, numa rede interligada de MAT e de AT, para entrega ao distribuidor ou ao cliente final, excluindo a comercialização;

vvv) «Unidade de produção para autoconsumo» ou «UPAC» uma ou mais unidades de produção que tem como fonte primária a energia renovável, incluindo ou não instalações de armazenamento de

energia, associada(s) a uma ou várias IU, destinada primordialmente à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica, que sejam instaladas nessa(s) IU e/ou na proximidade da(s) IU que abastecem, podendo ser propriedade de e/ou geridas por terceiro(s);

www) «Territórios de baixa densidade» aqueles que se encontram identificados por portaria dos membros do governo responsáveis pela área da energia e da coesão territorial.

Artigo 4.º

Princípios gerais

1 — O exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei obedece a princípios de racionalidade e eficiência dos recursos assegurando a sustentabilidade económico-financeira do SEN e do acesso universal, no quadro da concretização do mercado interno de energia, da transição energética, da preservação do ambiente e da proteção e igualdade de tratamento dos consumidores de eletricidade, dependendo da obtenção de licença, da atribuição de concessão, da realização do registo ou de comunicação prévia, nos termos dos procedimentos estabelecidos para cada uma das atividades.

2 — Todos os procedimentos previstos no presente decreto-lei obedecem aos princípios gerais que regem a atividade administrativa nos termos estabelecidos no Código do Procedimento Administrativo (CPA), aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 4/2015, de 7 de janeiro, na sua redação atual.

3 — Todas as atividades previstas no presente decreto-lei obedecem ao princípio da livre concorrência, incluindo as atividades em regime exclusivo, na medida em que as respetivas concessões e licenças são atribuídas através de procedimentos concorrenciais.

4 — Presume-se o interesse público, para a saúde e segurança públicas, ao planeamento, construção e exploração dos centros eletroprodutores de fonte renovável e/ou de instalações de armazenamento, incluindo a sua ligação à rede, no âmbito:

a) Da alínea c) do n.º 11 do artigo 10.º e da alínea c) do n.º 1 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na sua redação atual;

b) Da alínea c) do n.º 5 do artigo 51.º da Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, na sua redação atual.

Artigo 5.º

Proteção do ambiente

1 — No exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei, os intervenientes no SEN devem adotar as providências adequadas à minimização dos impactes ambientais, observando as disposições legais aplicáveis.

2 — O Governo deve promover políticas de utilização racional de energia e incentivar a utilização dos recursos renováveis, a eficiência energética e a descarbonização da economia e a promoção da qualidade do ambiente.

Artigo 6.º

Atividades do Sistema Elétrico Nacional

1 — O SEN integra as seguintes atividades:

a) Produção de eletricidade;

b) Armazenamento de eletricidade;

c) Gestão técnica global do SEN;

d) Gestão técnica das redes de distribuição;

e) Transporte de eletricidade;

f) Distribuição de eletricidade;

g) Comercialização de eletricidade;

h) Agregação de eletricidade.

2 — O SEN integra, ainda, as seguintes atividades:

a) Agregação de último recurso;

b) Comercialização de último recurso;

c) Gestão de riscos e garantias no SEN;

d) Emissão de garantias de origem;

e) Operação logística de mudança de comercializador e de agregador de eletricidade.

3 — Integram-se, ainda, no SEN as atividades de operação de mercados organizados de eletricidade e outras atividades relacionadas com a prestação de serviços no âmbito dos mercados e a operação de redes de distribuição fechadas (RDF).

Artigo 7.º

Regime de exercício

1 — As atividades referidas no n.º 1 do artigo anterior são exercidas nos seguintes termos:

a) As atividades de produção, armazenamento, de comercialização e de agregação de eletricidade, em regime de livre acesso, nos termos estabelecidos no presente decreto-lei;

b) As atividades de gestão técnica global do SEN, de gestão técnica das redes de distribuição, de transporte e de distribuição de eletricidade em regime de concessão de serviço público.

2 — As atividades referidas no n.º 2 do artigo anterior são exercidas mediante licença e em regime exclusivo.

3 — As atividades referidas no n.º 3 do artigo anterior são exercidas nos termos definidos no presente decreto-lei.

Artigo 8.º

Intervenientes no Sistema Elétrico Nacional

1 — São intervenientes no SEN:

a) Os titulares de instalações de produção ou armazenamento de eletricidade;

b) O gestor global do SEN;

c) O gestor integrado das redes de distribuição;

d) O operador da rede de transporte de eletricidade;

e) O operador das redes de distribuição de eletricidade em AT e MT;

f) Os operadores das redes de distribuição de eletricidade em BT;

g) Os operadores de RDF;

h) Os comercializadores de eletricidade;

i) Os comercializadores de último recurso (CUR);

j) Os operadores de mercados de eletricidade;

k) O gestor de garantias;

l) O agregador de último recurso;

m) Os agregadores de eletricidade;

n) Os autoconsumidores;

o) As comunidades de cidadãos para a energia;

p) As comunidades de energia renovável (CER);

q) A Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO);

r) As EGAC;

s) O operador logístico da mudança de comercializador e de agregador de eletricidade;

t) Os consumidores de eletricidade;

u) Outros intervenientes que, nos termos da lei, possam exercer as atividades previstas no n.º 3 do artigo 6.º

2 — Os intervenientes do SEN, com exceção dos consumidores de eletricidade, estão obrigados a operar com base no disposto no Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

3 — Todos os intervenientes no SEN devem dispor de sistemas de gestão e de intercâmbio de dados seguros e interoperáveis entre si e asseguram o acesso aos dados do cliente final nos termos da legislação aplicável.

Artigo 9.º

Obrigações de serviço público

1 — Sem prejuízo do exercício das atividades em regime livre e concorrencial, são estabelecidas obrigações de serviço público.

2 — As obrigações de serviço público são da responsabilidade dos intervenientes no SEN, nos termos previstos no presente decreto-lei.

3 — São obrigações de serviço público, nomeadamente:

a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento;

b) A garantia de universalidade de prestação do serviço, designadamente através da obrigação de ligação à rede por parte do operador de rede e a existência de um comercializador de último recurso;

c) A proteção dos consumidores de eletricidade, designadamente quanto a tarifas e preços;

d) A promoção da utilização racional de energia, nomeadamente a eficiência energética, a proteção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos;

e) A convergência do SEN, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas elétricos das Regiões Autónomas.

Artigo 10.º

Rede Elétrica de Serviço Público

1 — A RESP abrange o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição de eletricidade em BT.

2 — Os bens que integram a RESP só podem ser onerados ou transmitidos nos termos previstos no presente decreto-lei.

CAPÍTULO II

Produção e armazenamento de eletricidade

SECÇÃO I

Controlo prévio

Artigo 11.º

Âmbito dos procedimentos de controlo prévio

1 — O exercício das atividades de produção e armazenamento de eletricidade está sujeito à obtenção de licença de produção e de exploração, ou a registo prévio e certificado de exploração ou a comunicação prévia, nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 — Está sujeita a licença de produção e de exploração:

a) A produção de eletricidade a partir de fontes de energia não renováveis;

b) A produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis para injeção total na RESP ou para autoconsumo com potência instalada superior a 1 MW;

c) O armazenamento de eletricidade com potência instalada superior a 1 MW;

d) A produção ou o armazenamento quando sujeitos ao procedimento de avaliação de impacte ambiental (AIA) ou de avaliação de incidências ambientais, nos termos da legislação aplicável;

e) As atividades de produção e armazenamento de eletricidade não referidas nos n.os 3, 4 e 5.

3 — Está sujeita a registo prévio e a certificado de exploração:

a) 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;

b) A produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW;

c) O armazenamento de eletricidade com potência instalada igual ou inferior a 1 MW;

d) 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.

4 — Está sujeita a comunicação prévia:

a) A produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW;

b) 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 potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW;

c) O reequipamento de centro eletroprodutor, de fonte primária solar ou eólica, quando mantenha ou reduza a potência instalada inicialmente estabelecida no procedimento de controlo prévio.

5 — Está isento de controlo prévio:

a) O exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo com capacidade instalada igual ou inferior a 700 W, desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP;

b) Os projetos referidos na alínea b) do número anterior com capacidade instalada igual ou inferior a 700 W desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP.

6 — Nos procedimentos de controlo prévio previstos nos n.os 2, 3 e 4 são emitidos os seguintes títulos:

a) Licença de produção que habilita ao estabelecimento e exercício das atividades de produção de eletricidade por um centro eletroprodutor, produção de eletricidade para autoconsumo por uma UPAC ou armazenamento de eletricidade por uma instalação de armazenamento;

b) Licença de exploração que habilita a entrada em exploração industrial de um centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento, de partes dos mesmos ou dos grupos geradores que o compõem, ou concedida para os mesmos efeitos na sequência de uma alteração das referidas instalações, não incluindo a autorização para exploração em regime experimental;

c) Comprovativo de registo prévio que habilita à instalação do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento;

d) Certificado de exploração que habilita o centro eletroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento a iniciar o seu funcionamento;

e) Comprovativo da apresentação da comunicação prévia que habilita a instalação da UPAC ou do reequipamento.

7 — Nos casos em que se pretenda exercer mais do que uma das atividades referidas no n.º 1, é adotado o procedimento de controlo prévio mais exigente que engloba todas as atividades em simultâneo.

8 — A instalação em centro eletroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária ou de instalações de armazenamento está sujeita ao controlo prévio que lhes seja aplicável nos termos definidos nos n.os 2 e 3, sendo os respetivos títulos averbados aos títulos preexistentes relativos ao centro eletroprodutor.

9 — Está sujeita a novo procedimento de controlo prévio a alteração substancial do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento.

10 — Nos casos do número anterior, o título de reserva de capacidade de injeção na RESP já atribuído mantém-se, contando-se os prazos estabelecidos para a obtenção da nova licença de produção e da licença de exploração da data de apresentação do pedido de nova licença de produção.

Artigo 12.º

Competência

1 — A atribuição de todos os títulos de controlo prévio previstos no presente decreto-lei referentes a centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento é da competência do diretor-geral da Direção-Geral de Energia e Geologia.

2 — A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) exerce as competências de entidade licenciadora, proferindo todas as decisões relativas à instrução e condução dos procedimentos de atribuição, alteração, transmissão e extinção dos títulos de controlo prévio previstos no presente decreto-lei que não estejam expressamente reservadas ao membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 13.º

Caução

1 — O pedido de atribuição do título de reserva de capacidade de injeção na RESP, em qualquer das suas modalidades, depende da prévia prestação de caução destinada a garantir a obtenção dos títulos de controlo prévio por parte do interessado, nos termos e prazos previstos no presente decreto-lei que habilitam à entrada em funcionamento do centro eletroprodutor, instalação de armazenamento ou UPAC.

2 — A caução a prestar deve ser idónea, autónoma, irrevogável e pagável à primeira solicitação, e pode revestir as seguintes modalidades:

a) Garantia bancária;

b) Seguro caução;

c) Depósito bancário, em conta titulada pela entidade licenciadora, destinada exclusivamente para o efeito.

3 — O valor da caução corresponde:

a) Na modalidade de acesso geral, ao valor de € 10 000,00 por megavolt-ampere (MVA) de reserva de capacidade a atribuir, com o limite máximo de € 10 000 000,00 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;

b) Na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, ao valor de € 10 000,00 por MVA de reserva de capacidade a atribuir, com o limite máximo de € 10 000 000,00, pelo prazo mínimo de 30 meses, sendo prorrogada, até à entrada em funcionamento do centro eletroprodutor, instalação de armazenamento ou UPAC, sob pena de caducidade do procedimento;

c) 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.

4 — No caso referido na alínea a) do número anterior, a caução é prestada à DGEG, no prazo de 20 dias a contar da notificação a que se refere a alínea a) do n.º 8 do artigo 19.º

5 — No caso referido na alínea b) do n.º 3, a caução é prestada ao operador da RESP, com a apresentação do pedido para celebração de acordo.

6 — A falta de prestação de caução nos prazos definidos nos termos do disposto nos números anteriores implica a rejeição do pedido.

7 — Sem prejuízo da audiência prévia dos interessados a realizar pela DGEG, a caução reverte para abatimento aos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG), enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN, nos seguintes casos:

a) Se não for emitido título de reserva de capacidade de injeção na RESP no caso referido na alínea a) do n.º 3, por razão imputável ao requerente, como tal reconhecida pela DGEG;

b) Se não for celebrado acordo entre o interessado e o operador de RESP no caso referido na alínea b) do n.º 3, exceto quando:

i) O interessado rejeite o orçamento apresentado pelo operador de rede para a realização dos estudos;

ii) Quando após mediação da DGEG, solicitada pelo interessado, o mesmo não aceite o orçamento referente aos custos de realização da infraestrutura de rede ou do seu reforço, caso em que a caução reverte em 50 %;

c) Nas condições estabelecidas nas peças do procedimento no caso referido na alínea c) do n.º 3.

8 — O valor, total ou parcial, da caução é devolvido ao interessado no prazo de cinco dias a contar da verificação das seguintes situações:

a) Com a caducidade do pedido de celebração de acordo, nos termos previstos no artigo 20.º;

b) Com a caducidade do pedido de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acesso geral, nos casos em que seja determinada a abertura de procedimento concorrencial que abranja a capacidade de injeção na rede atribuída;

c) Nos termos estabelecidos nas peças do procedimento, no caso da alínea c) do n.º 3;

d) Com a recusa, pelo interessado, do orçamento para a realização dos estudos apresentado pelo operador de rede;

e) Com a recusa, pelo interessado e após mediação da DGEG, do orçamento referente aos custos de realização da infraestrutura de rede ou do seu reforço;

f) Com a celebração do acordo entre o interessado e o operador de RESP, sem prejuízo da possibilidade de prestação das garantias estipuladas no acordo ao operador da RESP;

g) Quando não ocorra a celebração do acordo entre o interessado e o operador da RESP, por motivo imputável a este último.

9 — Com a emissão do título de reserva de capacidade de injeção na RESP no caso referido na alínea a) do n.º 3, a caução prestada mantém-se para assegurar a emissão dos títulos de controlo prévio previstos no presente decreto-lei necessários à entrada em funcionamento do centro eletroprodutor, da instalação de armazenamento ou da UPAC, nos casos aplicáveis.

10 — No caso referido na alínea b) do n.º 3, o pedido de atribuição de licença de produção é, sob pena de rejeição liminar, acompanhado de caução prestada à entidade licenciadora no valor de € 10 000,00 por MVA de reserva de capacidade atribuída, com o limite máximo de € 10 000 000,00 pelo prazo mínimo de dois anos, sendo prorrogada, até à entrada em funcionamento do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento, sob pena de caducidade do título de reserva de capacidade de injeção na RESP.

11 — Nos casos referidos nos n.os 9 e 10, a caução prestada reverte para abatimento aos CIEG quando a caducidade do título de reserva de capacidade de injeção na RESP decorra das seguintes situações:

a) Não obtenção da licença de produção ou da licença de exploração nos prazos estabelecidos no presente decreto-lei, por razões imputáveis ao requerente, como tal reconhecidas pela DGEG;

b) Falta de apresentação de nova caução após decurso do prazo da caução anterior.

12 — A caução devida no âmbito do procedimento de registo prévio é prestada à DGEG no prazo de cinco dias após validação da inscrição, no valor de € 5000,00 por MVA, aplicando-se o procedimento previsto no presente artigo para a licença de produção, com as necessárias adaptações.

13 — No procedimento de registo prévio para instalação e exploração de RDF, a caução é prestada à DGEG no prazo de cinco dias após validação da inscrição e corresponde a € 5000,00 por MVA de potência instalada da RDF, seguindo-se os demais procedimentos previstos no presente artigo.

14 — A caução prestada pode ser alterada a todo o momento mediante prévia autorização da DGEG, designadamente quanto ao modo de prestação e prazo.

15 — Com a emissão da licença de produção, o valor da caução é reduzido em um terço do seu valor inicial, podendo o interessado, mediante prévia aceitação da DGEG, apresentar nova caução para o valor remanescente.

16 — A caução prestada deve ser acionada pela entidade licenciadora quando o titular não inicie a exploração no prazo fixado na licença de produção ou das prorrogações concedidas, caso em que o seu valor é entregue ao operador da RNT ou RND, consoante o caso, para reverter para abatimento aos CIEG.

17 — A reversão da caução nos termos previstos no número anterior implica a caducidade do título de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP.

18 — As cauções prestadas à entidade licenciadora nos termos dos números anteriores são integralmente liberadas com a emissão da licença de exploração ou do certificado de exploração, se aplicável.

Artigo 14.º

Prazos para pedido e para emissão da licença de produção e da licença de exploração

1 — O pedido de atribuição de licença de produção é efetuado à DGEG no prazo máximo de um ano após a emissão do título de reserva de capacidade de injeção na RESP quando haja lugar à realização de procedimento de AIA ou, não havendo lugar a este procedimento, no prazo máximo de seis meses.

2 — A licença de produção é emitida no prazo máximo de um ano a contar do respetivo pedido.

3 — O prazo para a emissão da licença de exploração do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento conta-se da data da atribuição da licença de produção, não podendo exceder um ano, salvo nos seguintes casos:

a) Atribuição de título de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, caso em que a licença de exploração pode ser emitida no prazo máximo de 90 dias após a data da entrada em funcionamento das respetivas infraestruturas da RESP a construir ou reforçar, nos termos estabelecidos no acordo e comunicados pelo operador da rede à DGEG;

b) Operacionalização das condições de ligação de centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento por parte do operador da RESP em prazo superior ao definido para a emissão da licença de exploração, caso em que esta pode ser emitida no prazo máximo de 90 dias após a disponibilização daquela infraestrutura.

4 — No caso de centros eletroprodutores que constituam aproveitamentos hidroelétricos e de centros eletroprodutores que utilizem como fonte primária energia não renovável, os prazos estabelecidos nos números anteriores são fixados pela entidade licenciadora, tendo como limite máximo seis anos.

5 — Os prazos referidos nos números anteriores são prorrogáveis, sem limite, por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em circunstâncias excecionais e mediante pedido do requerente devidamente justificado, sem prejuízo do disposto no n.º 7.

6 — No caso de centro eletroprodutor com licença de produção atribuída há pelo menos cinco anos e com regime de remuneração garantida, a prorrogação excecional por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia prevista no número anterior implica a alteração do regime remuneratório atribuído ao centro eletroprodutor para a remuneração a um preço livremente determinado em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, nos termos previstos no artigo 17.º

7 — Os procedimentos para a emissão das licenças de produção e de exploração não podem exceder, no seu conjunto, os seguintes limites:

a) Dois anos, para os projetos de energias renováveis;

b) Três anos, para os projetos de energias renováveis *offshore*.

8 — Os prazos das licenças de produção e de exploração referidos no número anterior podem ser prorrogados por despacho do diretor-geral da DGEG, pelo período máximo de seis meses, mediante a verificação de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos, com impacto, designadamente, na segurança e fiabilidade da RESP.

9 — Os requerentes são notificados, em sede de audiência dos interessados nos termos previstos no CPA, sobre a prorrogação dos prazos nos termos dos números anteriores.

10 — Os prazos referidos no presente artigo não incluem os períodos:

a) Para a construção dos centros eletroprodutores de energia renovável, incluindo as respetivas ligações à rede, e das infraestruturas conexas para garantir a estabilidade, fiabilidade e segurança da RESP;

b) Do processo administrativo para as modernizações significativas da rede, para garantir a sua estabilidade, fiabilidade e segurança;

c) Dos processos para a impugnação, administrativa ou judicial, de decisão, ato ou omissão ao cumprimento do disposto no presente decreto-lei.

11 — As peças do procedimento concorrencial para atribuição de título de capacidade de receção na RESP podem estabelecer prazos diversos para as situações previstas nos números anteriores.

12 — O título de reserva de capacidade de injeção na RESP caduca se a licença de produção não for pedida no prazo estabelecido no n.º 1 ou se a emissão das licenças de produção e de exploração não ocorrer nos prazos estabelecidos, sem prejuízo das prorrogações que tenham sido concedidas.

Artigo 15.º

Plataforma eletrónica

1 — Com exceção dos processos de contraordenação, a tramitação dos procedimentos para atribuição das licenças de produção e de exploração, para registo de unidades de produção e para comunicação prévia é realizada informaticamente através de plataforma eletrónica, nos termos a regulamentar por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da modernização administrativa e da energia, sem prejuízo do disposto no n.º 6.

2 — A plataforma eletrónica a que se refere o número anterior deve incluir, nomeadamente, as seguintes funcionalidades:

a) O preenchimento de formulários eletrónicos dos pedidos previstos no presente decreto-lei e submissão eletrónica dos pedidos, declarações e comunicações previstos no presente decreto-lei, incluindo documentos e peças técnicas ou desenhadas;

b) A rejeição de operações na plataforma eletrónica de cuja execução resultariam vícios ou deficiências de instrução, designadamente recusando o recebimento dos pedidos;

c) A obtenção de comprovativos automáticos de submissão de requerimentos e comunicações e de ocorrência de deferimento tácito, quando decorridos os respetivos prazos legais, bem como a emissão desmaterializada dos títulos necessários para o exercício da atividade;

d) A consulta pelos interessados do estado dos procedimentos;

e) O acesso de comercializadores, agregadores, entidades instaladoras e de terceiros devidamente autorizados pelo interessado;

f) Meios de pagamento por via eletrónica das taxas eventualmente devidas, com recurso à Plataforma de Pagamentos da Administração Pública;

g) A notificação das decisões que incidam sobre os requerimentos formulados;

h) A dispensa de entrega de documentação que se encontre em posse de qualquer serviço ou organismo da Administração Pública que intervenha nos procedimentos previstos, mediante solicitação e consentimento do interessado à sua obtenção, utilizando a Plataforma de Interoperabilidade da Administração Pública ou recorrendo ao mecanismo previsto no n.º 2 do artigo 4.º-A da Lei n.º 37/2014, de 26 de junho, na sua redação atual.

3 — A integração da plataforma eletrónica referida no n.º 1 com o portal ePortugal, enquanto o balcão único eletrónico dos serviços a que se referem os artigos 5.º e 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, e com todas as entidades externas com competências para intervir e se

pronunciar no âmbito dos procedimentos regulados pelo presente decreto-lei é regulada por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da modernização administrativa, da administração local e da energia, tendo em conta, na interoperabilidade com sistemas externos, as plataformas já existentes na Administração Pública, nomeadamente a Plataforma de Interoperabilidade da Administração Pública e o previsto no Regulamento Nacional da Interoperabilidade Digital, aprovado em anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2018, de 5 de janeiro, na sua redação atual.

4 — O acesso à plataforma pelos seus utilizadores é feito por mecanismos de autenticação segura, designadamente os constantes do cartão de cidadão e da Chave Móvel Digital, com possibilidade de recurso ao Sistema de Certificação de Atributos Profissionais (SCAP), bem como os meios de identificação eletrónica emitidos noutros Estados-Membros reconhecidos para o efeito nos termos do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 910/2014, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de julho de 2014.

5 — Os documentos submetidos pelas entidades requerentes devem ser assinados com recurso a assinaturas eletrónicas qualificadas, incluindo as do cartão de cidadão e Chave Móvel Digital, com possibilidade de recurso ao SCAP, ou outras que constem da Lista Europeia de Serviços de Confiança, sem prejuízo do disposto no artigo 4.º da Lei n.º 37/2014, de 26 de junho, na sua redação atual.

6 — Perante a verificação da adesão do notificando ou do seu mandatário ao Serviço Público de Notificações Eletrónicas, a notificação é realizada através daquele serviço nos termos do Decreto-Lei n.º 93/2017, de 1 de agosto, incluindo os processos de contraordenação.

7 — A publicação, divulgação e disponibilização, para consulta ou outro fim, de informações, documentos e outros conteúdos que, pela sua natureza e nos termos do presente decreto-lei, possam ou devam ser disponibilizados ao público, sem prejuízo do uso simultâneo de outros meios, deve estar disponível em formatos abertos que permitam a leitura por máquina, para o seu registo no Portal de Dados Abertos da Administração Pública.

8 — Quando, por motivos de indisponibilidade da plataforma, temporária ou até à respetiva entrada em funcionamento, não se revele possível assegurar a sua realização através da plataforma eletrónica, a tramitação dos procedimentos previstos no presente decreto-lei é efetuada por correio eletrónico, para o endereço eletrónico da entidade licenciadora, publicitado no respetivo sítio na Internet no portal ePortugal e na página de acesso à plataforma, devendo a DGEG assegurar o cumprimento dos procedimentos até que a plataforma esteja novamente operacional.

9 — Sempre que quaisquer elementos do procedimento sejam entregues por correio eletrónico nos termos do número anterior, os mesmos são obrigatoriamente inseridos na plataforma eletrónica pela DGEG, nos cinco dias subsequentes à cessação da situação de indisponibilidade temporária.

10 — A disponibilização de documentos no âmbito dos procedimentos previstos no presente decreto-lei pode ser realizada através da Bolsa de Documentos do portal ePortugal.

11 — A portaria referida no n.º 1 garante um prazo para adaptação dos sistemas informáticos dos operadores da RESP à plataforma eletrónica.

Artigo 16.º

Gestor do procedimento

1 — Cada procedimento de controlo prévio é acompanhado por um gestor de procedimento, a quem compete assegurar o normal desenvolvimento da tramitação processual acompanhando, nomeadamente, a instrução, o cumprimento de prazos, a prestação de informação e dos esclarecimentos aos requerentes.

2 — O gestor do procedimento fornece ao requerente um manual de procedimentos que, designadamente, identifique de forma clara as fases do procedimento administrativo aplicável e respetivos prazos.

3 — O comprovativo eletrónico de apresentação do pedido contém a identificação do gestor do procedimento, bem como a indicação do local, do horário e da forma pela qual pode ser contactado.

4 — No prazo de cinco dias a contar da data da apresentação do pedido e até à entrada em funcionamento da plataforma eletrónica referida no artigo anterior, a DGEG informa o interessado sobre o gestor do respetivo procedimento.

5 — A substituição do gestor de procedimento é notificada ao interessado.

Artigo 17.º

Regime remuneratório

1 — As atividades de produção e de armazenamento de eletricidade são remuneradas a um preço livremente determinado em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

2 — O disposto no número anterior não prejudica que, no âmbito de procedimentos concorrenciais, sejam estabelecidos regimes de apoio à produção a partir de fontes de energia renováveis, designadamente através da atribuição de prémios, fixos ou variáveis, com ou sem limiares mínimos ou máximos, com vista à recuperação do custo de oportunidade do investimento.

3 — O prémio, fixo ou variável, a que se refere o número anterior assume o valor de zero sempre que o preço do mercado diário seja negativo.

4 — O disposto no n.º 1 não prejudica a aplicação dos regimes de remuneração garantida ou outros regimes remuneratórios, já concedidos ao abrigo dos regimes jurídicos respetivos e até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

SECÇÃO II

Títulos de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público

Artigo 18.º

Âmbito e modalidades de atribuição

1 — O início do procedimento para obtenção de licença de produção de eletricidade depende da prévia atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP.

2 — A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP consta de um título emitido nas seguintes modalidades:

a) Modalidade de acesso geral;

b) Modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP;

c) Modalidade de procedimento concorrencial.

3 — O disposto nos números anteriores não é aplicável:

a) Às UPAC, exceto àquelas em que se preveja que a injeção de excedentes na RESP seja superior a 1 MVA;

b) À hibridização;

c) Ao sobre-equipamento e ao sobre-equipamento autónomo;

d) Ao reequipamento.

4 — A DGEG aprova o modelo do título referido no n.º 2, que contém, pelo menos, os seguintes elementos:

a) Identificação do titular;

b) Potência de ligação do centro eletroprodutor em MVA;

c) Nível de tensão em kV e subestação de ligação;

d) Obrigações do titular em função da modalidade de atribuição do título.

5 — O título de reserva de capacidade de injeção na RESP confere ao seu titular o direito à utilização do ponto de injeção na RESP com a capacidade que lhe for atribuída, de forma firme ou com restrições, enquanto vigorar a licença de exploração que lhe corresponde.

6 — O título de reserva de capacidade de injeção na RESP caduca nas seguintes situações:

a) Não apresentação do pedido de licença de produção nos prazos estabelecidos no presente decreto-lei;

b) Não obtenção da licença de produção ou da licença de exploração nos prazos estabelecidos no presente decreto-lei;

c) Incumprimento do acordo referido na alínea b) do n.º 2;

d) Incumprimento das condições e prazos determinados no procedimento concorrencial;

e) Extinção da licença de produção ou da licença de exploração, por qualquer das formas previstas no presente decreto-lei.

7 — A caducidade do título de reserva de capacidade de injeção na RESP habilita a nova atribuição da respetiva capacidade.

8 — Os títulos de reserva de capacidade de injeção na RESP atribuídos nas modalidades referidas no n.º 2 são transmissíveis até à emissão da licença de produção, efetuando-se a sua transmissão através de averbamento no título a efetuar pela DGEG ou pelo operador de rede competente.

9 — Há transmissão do título sempre que ocorra alteração, direta ou indireta, do controlo sobre o titular do título de reserva de capacidade de injeção na RESP.

10 — O pedido de alteração da titularidade do título de reserva de capacidade de injeção na RESP depende de reforço da caução em metade do valor estabelecido no artigo 13.º, sendo esse reforço condição para a realização do averbamento.

11 — 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 titulares do título de reserva de capacidade de injeção na RESP, não está sujeito ao reforço de caução determinado no número anterior.

12 — Não está sujeito ao disposto no n.º 10 a oneração das participações sociais a favor de entidades financiadoras, alterações do domínio direto do titular decorrentes de execução de penhores de participações sociais no quadro dos acordos celebrados com as mesmas entidades financiadoras, ou 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 (RCBE).

13 — Exceto nos casos de atribuição de título de capacidade de injeção na RESP na modalidade de procedimento concorrencial, os operadores da RESP podem alterar, por razões técnicas e não imputáveis ao interessado, a subestação e/ou o nível de tensão de ligação à subestação, mantendo-se os restantes elementos.

14 — No caso da atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade geral, a alteração referida no número anterior pode ocorrer a pedido do interessado.

Artigo 19.º

Título de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público na modalidade de acesso geral

1 — O título de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acesso geral depende de pedido do requerente, submetido na plataforma eletrónica a que se refere o artigo 15.º, para atribuição da capacidade disponível publicitada nos termos dos números seguintes.

2 — Para o efeito previsto no número anterior, a DGEG publicita no seu sítio na Internet, no prazo de seis meses a contar da data da entrada em vigor do presente decreto-lei, a capacidade de injeção na RESP disponível na RNT e RND, por subestação de ligação e nível de tensão, tendo por referência o dia 31 de dezembro do ano anterior que, para o efeito, lhe é comunicada pelos operadores de rede.

3 — A DGEG publicita, igualmente, no seu sítio na Internet, a capacidade de injeção na RESP que pode ser disponibilizada com restrições definidas pelo operador da RESP, observando os padrões de planeamento estabelecidos, na parte aplicável, no Regulamento das Redes.

4 — A capacidade de injeção na RESP disponível é automaticamente atualizada em função das atribuições efetuadas, incluindo as que ocorram em procedimento de registo prévio, dos pedidos apresentados ou de novas capacidades entretanto criadas no âmbito da concretização do plano de desenvolvimento e investimento da RNT (PDIRT) e do plano de desenvolvimento e investimento da RND (PDIRD) que são comunicadas pelos respetivos operadores de rede à DGEG.

5 — Caso não ocorra a atribuição do título ou este cesse a sua vigência nos termos previstos no presente decreto-lei, a respetiva capacidade de injeção na RESP fica disponível para nova atribuição e é publicitada nos termos estabelecidos no presente artigo.

6 — O requerente apresenta à DGEG o pedido de reserva de capacidade de injeção na RESP, indicando um único valor de capacidade de injeção, com a identificação da subestação de ligação e nível de tensão e o operador de rede a que se pretende ligar.

7 — O pedido é liminar e automaticamente rejeitado no momento da submissão através da plataforma eletrónica, nos seguintes casos:

a) Quando não se refira a uma subestação publicitada nos termos do n.º 1 ou exceda a capacidade total disponível da subestação pretendida;

b) Quando a capacidade de injeção na RESP pretendida já tenha sido requerida em pedido precedente, sem prejuízo de poder ser apresentado novo pedido em função da atualização permanente e automática prevista no n.º 4.

8 — Não ocorrendo rejeição liminar nos termos do número anterior, a DGEG, no prazo de cinco dias:

a) Notifica o requerente, quando o pedido incida sobre capacidade de injeção na RESP sem restrições, para prestar caução, sob pena de rejeição do pedido;

b) Remete o pedido, quando este incida sobre capacidade de injeção na RESP com restrições, ao operador de rede e, quando o entender necessário ou a pedido do operador da rede, ao gestor global do SEN, para identificação das restrições associadas, que são comunicadas à DGEG no prazo de 20 dias.

9 — No prazo de cinco dias após a comunicação prevista na alínea b) do número anterior, a DGEG notifica o requerente do teor das restrições determinadas para, caso este as aceite, prestar caução no prazo de 20 dias, sob pena de rejeição do pedido.

10 — No prazo de cinco dias após a prestação da caução, a DGEG remete o pedido ao operador da RNT ou ao operador da RND, consoante o caso, que o decide no prazo de 45 dias, devendo, nesse prazo e quando tecnicamente necessário, promover a audição do gestor global do SEN.

11 — O operador da RESP pode solicitar esclarecimentos adicionais, por uma só vez, suspendendo-se o prazo de decisão do pedido pelo período máximo de 30 dias, sendo este período de suspensão refletido no prazo aplicável a todos os pedidos subsequentes.

12 — A decisão referida no n.º 10 segue a prioridade decorrente da ordem da remessa dos pedidos pela entidade licenciadora, a qual respeita o registo da respetiva ordem de entrada na plataforma eletrónica, e pode ser recusada com fundamento nas seguintes situações:

a) Não pagamento da prestação do serviço, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, e no prazo de 10 dias após notificação para o efeito realizada pelo operador da RESP competente;

b) Não pagamento da contribuição ao SEN nos termos previstos no número seguinte, no prazo referido na alínea anterior;

c) Quando não existam condições técnicas que permitam implementar a ligação à rede, ou possa afetar-se a segurança e fiabilidade da RESP.

13 — A emissão do título de reserva de capacidade depende do prévio pagamento de uma compensação ao SEN, no valor equivalente a € 1500,00 por MVA, efetuado mediante depósito bancário em nome do operador de rede emitente que posteriormente o remete ao operador da RNT, que o considera como abatimento aos proveitos a recuperar no âmbito da tarifa de uso global do sistema, nas parcelas que incluem os CIEG.

14 — A decisão do pedido de reserva de capacidade de injeção na RESP é comunicada pelo operador da RNT ou RND, consoante o caso, ao requerente e à entidade licenciadora e quando favorável implica a emissão do título de reserva de capacidade de injeção na RESP no prazo de 10 dias.

Artigo 20.º

Título de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da Rede Elétrica de Serviço Público

1 — Nos casos em que não exista capacidade de receção na RESP e tenha sido definida a quota referida no número seguinte, pode ser celebrado acordo entre o interessado e o operador da RNT ou RND, consoante o caso, pelo qual aquele assume os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia da instalação de armazenamento ou produzida pelo centro eletroprodutor ou pela UPAC.

2 — Para efeito da celebração de acordos para construção ou reforço da RESP, o membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta as metas de energia renovável a atingir pelo País definidas nos planos estratégicos, pode definir, mediante despacho, a capacidade máxima de injeção na RESP a atribuir nesta modalidade até ao dia 15 de janeiro de cada ano, nos seguintes termos:

a) Por tecnologia de produção;

b) Por operador da RESP;

c) Por produção com injeção total na RESP e produção para autoconsumo.

3 — Os pedidos para a celebração de acordo são apresentados até ao dia 15 de março à DGEG, que os remete, no prazo de cinco dias, ao operador da RESP, não podendo incidir sobre pontos de injeção na RESP integrados na modalidade de procedimento concorrencial.

4 — Com a apresentação do pedido, o interessado remete à DGEG o documento de prestação de caução nos termos estabelecidos no artigo 13.º, sob pena de rejeição imediata do pedido.

5 — A apreciação liminar e hierarquização dos pedidos de celebração de acordo para a construção ou reforço da rede obedece aos seguintes critérios:

a) Critérios técnicos de segurança e fiabilidade do SEN, designadamente os relativos ao aproveitamento de infraestruturas e à otimização da operação e gestão do SEN;

b) Critérios de sustentabilidade de caráter territorial e ambiental, designadamente os referentes à eficiência e racionalização do planeamento da infraestrutura, 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;

c) Metas a que Portugal esteja obrigado em função da tecnologia aplicável.

6 — A densificação dos critérios referidos no número anterior e ponderação relativa a atribuir a cada um são estabelecidos por despacho do diretor-geral da DGEG, no prazo de 30 dias a contar da data da entrada em vigor do presente decreto-lei, ouvidos os operadores da RESP.

7 — Até 10 de agosto, 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 com os critérios estabelecidos nos termos do presente 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.

8 — No prazo de cinco dias após a sua elaboração, o operador da RESP comunica à DGEG a lista referida no número anterior, que, no prazo de cinco dias, notifica os interessados cujos pedidos foram excluídos para, em sede de audiência prévia, se pronunciarem, querendo, no prazo de 10 dias.

9 — A validação final é efetuada pela DGEG, ouvido o operador da RESP, no prazo de 10 dias após o decurso do prazo de audiência prévia referido no número anterior, e é notificada aos interessados no prazo de cinco dias e publicitada no seu sítio na Internet.

10 — Os pedidos excluídos podem, 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 dos pedidos, isolados ou em partilha, que não tenham conduzido à celebração de acordo, respeitando, quando tecnicamente possível, a hierarquização efetuada.

11 — A 31 de dezembro do segundo ano, contado após a data de início do processo em causa, nos termos do n.º 3, os pedidos apresentados que não tenham conduzido à celebração de acordo caducam, podendo ser novamente apresentados no ano seguinte.

12 — A realização de acordos entre os requerentes de pedidos de acordo e o ORD estão condicionados à existência ou criação de capacidade de receção nas subestações da RNT que alimentam a RND nas zonas objeto desses pedidos de acordo.

13 — No prazo de 10 dias após a publicitação da validação final nos termos do n.º 9, o operador da RESP informa o(s) interessado(s) do orçamento para a realização dos estudos de rede e respetivo prazo de pagamento, o qual é condição prévia e necessária à realização dos estudos orçamentados.

14 — A falta de pagamento nos termos do número anterior implica a caducidade do procedimento.

15 — Até 30 de abril do ano seguinte, o operador da rede envia aos interessados cujos pedidos foram aprovados e que efetuaram o pagamento referido no número anterior os seguintes elementos informativos:

a) Os estudos de rede;

b) O custo dos reforços ou da construção da nova infraestrutura, incluindo os critérios de repartição pelos interessados, quando for o caso;

c) Prazo de disponibilização da nova infraestrutura;

d) Proposta de acordo.

16 — O interessado dispõe de um prazo de 30 dias para comunicar ao operador de rede a aceitação ou recusa na celebração do acordo.

17 — Em caso de aceitação, o acordo é celebrado até 30 de novembro do ano a que se refere o n.º 15, sob pena de caducidade do pedido.

18 — O operador da RESP remete à DGEG e ao gestor global do SEN cópia do acordo referido no n.º 1 no prazo de cinco dias após a respetiva celebração.

Artigo 21.º

Conteúdo e efeitos do acordo entre o interessado e operador da Rede Elétrica de Serviço Público

1 — Na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, o título de reserva de capacidade de injeção na RESP é o próprio acordo.

2 — A minuta de acordo a celebrar pelo interessado e o operador da RESP é aprovada pela DGEG, após audição dos operadores da RESP.

3 — Os encargos com os investimentos para construção ou reforço da rede podem ser assumidos por um ou vários interessados que pretendam partilhar entre si os respetivos custos, nos termos a acordar com o operador de rede respetivo, sem prejuízo da celebração de um acordo com cada interessado.

4 — O acordo inclui:

a) Os direitos, obrigações e as condições a observar, tendo em vista a criação de capacidade de injeção de potência na RESP;

b) A capacidade de injeção na RESP atribuída ao interessado;

c) Os encargos, plano de pagamentos e plano de apresentação e liberação de garantias.

5 — O valor definitivo a suportar pelo interessado corresponde ao valor final a apurar após a conclusão de todos os trabalhos, devendo, com a celebração do acordo, efetuar-se o pagamento do valor correspondente a 5 % do orçamento apresentado pelo operador de rede, sendo caucionado o remanescente do valor que é posteriormente liberado em função do cumprimento do plano de pagamentos acordado.

6 — Compete à DGEG, a pedido do interessado e após parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), arbitrar os valores da comparticipação devida pelos interessados quando sobre aqueles não haja acordo entre as partes.

7 — Os centros eletroprodutores, as UPAC e as instalações de armazenamento que tenham obtido título de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acordo entre o interessado e o operador de rede estão isentos de pagamento do encargo para comparticipação dos reforços de rede, nos termos definidos regulamentarmente pela ERSE.

8 — As infraestruturas construídas ou reforçadas ao abrigo de acordo integram-se, através da entrega em espécie e sem necessidade de qualquer formalidade, no domínio público do concedente e no objeto da concessão não podendo ser consideradas como ativo a remunerar na parte correspondente ao custo suportado pelo requerente.

Artigo 22.º

Título de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público na modalidade de procedimento concorrencial

1 — O membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar a realização de procedimento concorrencial para atribuição de título de reserva de capacidade de injeção na RESP.

2 — O título previsto no número anterior é emitido pelo operador da RESP nos termos comunicados pela entidade gestora do procedimento concorrencial.

3 — O procedimento concorrencial destina-se à atribuição de título de reserva de capacidade de injeção na RESP para produção de eletricidade, a partir de fontes de energia renováveis, podendo abranger uma ou mais tecnologias de produção e incluir ou não instalações de armazenamento, e é aberto a todos os interessados que preencham os requisitos definidos, seguindo critérios transparentes, claros e não discriminatórios.

4 — As peças do procedimento definem, designadamente, o objeto do procedimento e a modalidade adotada, que pode revestir a modalidade de leilão eletrónico, as condições e critérios da atribuição da reserva de injeção na RESP, os requisitos para a qualificação dos interessados, os modelos de remuneração admitidos e o respetivo acesso, a duração e as condições de manutenção, os prazos para a entrada em funcionamento dos centros eletroprodutores e respetivas prorrogações, bem como o valor da caução destinada a garantir o cumprimento de todas as obrigações dos interessados.

5 — O anúncio da abertura do procedimento é publicado no *Diário da República* e as peças do procedimento publicitadas no sítio na Internet da DGEG e, em caso de leilão eletrónico, também na plataforma eletrónica de registo dos interessados.

6 — Os atos referidos nos n.os 1, 4 e 5 são aprovados por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

7 — A condução do procedimento incumbe à DGEG, cabendo ao respetivo diretor-geral a decisão do procedimento concorrencial que deve ser comunicada aos interessados e ao operador da RESP para emissão do título previsto no n.º 2.

8 — O procedimento concorrencial é exclusivamente regido:

a) Pelo presente decreto-lei;

b) Pelas peças do procedimento, nomeadamente o programa do procedimento e o caderno de encargos, ou o regulamento do leilão.

9 — Verificando-se o incumprimento pelo adjudicatário selecionado no âmbito do procedimento concorrencial das condições aí estabelecidas, a DGEG procede à audiência prévia do interessado e, caso se verifique que o incumprimento lhe é imputável, determina a perda da reserva de capacidade de injeção na RESP, das cauções prestadas, bem como de outros direitos decorrentes da adjudicação.

10 — A decisão de realização de prévio procedimento concorrencial determina a imediata caducidade dos pedidos de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acesso geral referentes aos pontos de injeção a integrar no procedimento e que se encontrem pendentes àquela data, devolvendo-se a respetiva caução no prazo de 10 dias a contar da data de abertura do procedimento.

11 — Nos casos referidos no número anterior, os requerentes podem apresentar-se no procedimento concorrencial ou apresentar novo pedido, após encerramento do procedimento concorrencial, caso o ponto de injeção na rede não tenha sido atribuído no âmbito daquele procedimento.

12 — 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 referido no n.º 13 do artigo 20.º, devolvendo-se nas restantes situações a caução prestada, no prazo de 10 dias a contar da abertura do procedimento.

13 — Sem prejuízo dos procedimentos específicos previstos nos regimes jurídicos das servidões e restrições de utilidade pública, são reconhecidos o interesse público e a utilidade pública, para todos os efeitos previstos em normas legais ou regulamentares, designadamente para efeito de constituição de servidões e expropriações de utilidade pública, da instalação 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.

14 — A DGEG acompanha o desenvolvimento e a execução dos projetos referentes às adjudicações efetuadas no âmbito de procedimentos concorrenciais, assegurando a devida articulação entre as entidades públicas envolvidas.

15 — Após o decurso dos prazos estabelecidos para a entrada em exploração dos projetos referidos no número anterior, a DGEG elabora relatório, a publicitar no seu sítio na Internet, contendo a análise dos resultados obtidos, designadamente a taxa de realização dos projetos, sugestões de boas práticas a adotar pelos adjudicatários e entidades públicas nos procedimentos administrativos inerentes e ainda os encargos e benefícios resultantes para o SEN da adoção do procedimento.

16 — A frequência de procedimentos concorrenciais a concretizar, a tipologia de modelos de remuneração a adotar e capacidade a disponibilizar, bem como as tecnologias a eleger, são publicitadas pela DGEG no seu sítio na Internet com uma calendarização indicativa para períodos de três a cinco anos.

Artigo 23.º

Unificação de procedimentos

1 — O procedimento concorrencial para atribuição do título de reserva de capacidade de injeção na RESP referente a tecnologia de produção de fonte ou localização oceânica que careça de título privativo de utilização do espaço marítimo nacional substitui os procedimentos estabelecidos para a formação dos respetivos contratos de concessão, sendo a abertura do procedimento determinada pelos membros do Governo responsáveis pela área da energia, do mar e competentes em razão da matéria.

2 — Nos casos referidos no número anterior, as entidades competentes para atribuição dos títulos referentes ao domínio hídrico do Estado são entidades adjudicantes juntamente com a DGEG nos termos estabelecidos nas peças do procedimento, as quais são aprovadas pelos membros do Governo competentes em razão da matéria.

3 — O disposto nos números anteriores é aplicável ao procedimento concorrencial para atribuição do título de reserva de capacidade de injeção na RESP para produção de eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros eletroprodutores fotovoltaicos flutuantes que careçam de título de utilização dos recursos hídricos.

4 — O disposto nos números anteriores não prejudica o cumprimento da legislação e dos planos de gestão ou de ordenamento aplicáveis aos referidos recursos do domínio público hídrico.

SECÇÃO III

Licença de produção

Artigo 24.º

Pedido de atribuição de licença de produção

1 — O procedimento para atribuição de licença de produção inicia-se com a apresentação, pelo interessado, de um pedido dirigido à entidade licenciadora, devidamente instruído nos termos previstos no anexo I do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante.

2 — A obtenção dos pareceres, autorizações, decisões ou licenças previstas no anexo I do presente decreto-lei incumbe ao requerente.

3 — Após a obtenção do título de reserva de capacidade de injeção na RESP, o requerente promove em simultâneo o procedimento para atribuição de licença de produção e o processo de ligação do centro eletroprodutor, da instalação de armazenamento ou da UPAC à rede, a desenvolver junto do respetivo operador da RESP.

4 — No caso de pedidos de nova licença de produção para alteração substancial do centro eletroprodutor ou para hibridização, a entidade licenciadora informa o requerente dos elementos instrutórios já entregues e existentes no âmbito do licenciamento inicial que se mantêm válidos.

5 — Os pedidos apresentados são publicitados no sítio na Internet da entidade licenciadora.

Artigo 25.º

Verificação da conformidade da instrução do pedido de atribuição de licença de produção

1 — No prazo máximo de 10 dias após a receção do pedido, a entidade licenciadora decide as questões de ordem formal e processual que possam obstar ao conhecimento do pedido, determinando:

a) O aperfeiçoamento do pedido, sempre que faltar documento instrutório exigível para o conhecimento da pretensão e cuja falta não possa ser oficiosamente suprida;

b) A rejeição liminar quando, da análise dos elementos instrutórios, resultar que o pedido é manifestamente contrário às normas legais ou regulamentares aplicáveis.

2 — No caso previsto na alínea a) do número anterior, o requerente é notificado, por uma única vez, para, no prazo que lhe for fixado, e que não pode ser superior a 30 dias, corrigir ou completar o pedido.

3 — A falta de apresentação dos elementos solicitados ou a sua apresentação deficiente implica o indeferimento do pedido, a proferir no prazo de 10 dias contados do final do prazo para apresentação dos elementos adicionais.

4 — Previamente à rejeição liminar e ao indeferimento da pretensão, a DGEG promove a audição do requerente, nos termos previstos no CPA.

5 — Não ocorrendo rejeição liminar nem indeferimento nos termos e prazos previstos nos números anteriores, presume-se que o requerimento se encontra corretamente instruído, incumbindo à entidade licenciadora, no prazo de cinco dias após a decisão, expressa ou tácita, das questões de ordem formal ou processual:

a) Emitir as guias para pagamento das taxas devidas, a pagar pelo requerente no prazo de 10 dias a contar da notificação para o efeito;

b) Promover a consulta a entidades externas que devam emitir parecer, autorização ou decisão sobre a pretensão e cuja pronúncia não se inclua no anexo I do presente decreto-lei;

c) Promover a consulta do operador da RESP e, quando se justifique, do gestor global do SEN.

6 — O prazo para a pronúncia das entidades é de 20 dias contados da receção do pedido formulado pela entidade licenciadora, sem prejuízo dos prazos específicos previstos na legislação setorial aplicável.

7 — A entidade consultada dispõe de cinco dias após a receção do pedido para pedir, por uma única vez, elementos adicionais, que lhe devem ser fornecidos no prazo máximo de 15 dias, durante o qual o prazo referido no número anterior se suspende.

8 — A falta de emissão do parecer no prazo estabelecido no n.º 6 equivale a não oposição ao provimento do pedido.

Artigo 26.º

Consulta ao operador da rede elétrica de serviço público e ao gestor global do Sistema Elétrico Nacional

1 — A entidade licenciadora solicita a pronúncia do operador de rede e, caso se justifique, a pronúncia do gestor global do SEN, sobre as condições e regime de injeção aplicável ao centro eletroprodutor, bem como sobre a segurança e fiabilidade das redes, podendo essa pronúncia ser solicitada em qualquer fase do procedimento e previamente à decisão da entidade licenciadora.

2 — O prazo para a emissão de informação ou de parecer solicitado nos termos do número anterior é de 20 dias contados a partir da data da receção do pedido formulado pela entidade licenciadora.

3 — A entidade consultada nos termos do n.º 1 dispõe de 10 dias após a receção do pedido para pedir esclarecimentos ou informações complementares, caso em que o prazo referido no número anterior se suspende até à resposta da entidade licenciadora.

Artigo 27.º

Critérios gerais para atribuição de licença de produção

1 — São critérios gerais da decisão de atribuição de licença de produção:

a) A contribuição para a promoção da segurança do abastecimento, à luz do respetivo relatório de monitorização;

b) O contributo para a concretização dos objetivos da política energética e ambiental expressos nos instrumentos estratégicos vigentes, designadamente os decorrentes do Plano Nacional Energia e Clima 2030, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho;

c) A quota de capacidade de produção de eletricidade detida pelo interessado no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), em 31 de dezembro do ano anterior ao da apresentação do pedido, a qual não pode ser superior a 40 %;

d) A fiabilidade e a segurança da rede elétrica, das instalações e do equipamento associado, nos termos previstos no Regulamento das Redes;

e) As características específicas do requerente, designadamente a sua capacidade técnica e financeira.

2 — Para efeito do disposto na alínea b) do número anterior, deve ser considerada a reserva, de uma capacidade de receção de 800 MW no nó de Sines, com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis, a qual é utilizada nos termos a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — Para os efeitos da determinação da quota de capacidade de produção de eletricidade no âmbito do MIBEL nos termos da alínea c) do n.º 1, deve ser considerada a potência garantida aparente instalada de:

a) Todas as instalações de produção de eletricidade, tituladas diretamente pelo requerente ou por sociedades por si dominadas, direta ou indiretamente, neste caso, na proporção da respetiva participação, bem como aquelas que sejam tituladas por sociedade com a qual mantenha relação de grupo;

b) Todos os títulos de controlo prévio, eficazes, emitidos a favor do requerente ou a sociedades por si dominadas, direta ou indiretamente, bem como aquelas que sejam tituladas por sociedade com a qual mantenha relação de grupo, independentemente da respetiva entrada em exploração.

4 — Ao requerente que detenha uma quota de produção de eletricidade no âmbito do MIBEL superior à estabelecida nos termos do presente decreto-lei só pode ser atribuída licença de produção desde que até à data da atribuição da licença de exploração encerre ou aliene explorações ou instalações de produção de eletricidade de capacidade suficiente para não exceder a referida quota.

Artigo 28.º

Decisão do pedido de atribuição de licença de produção

1 — Concluída a instrução do procedimento nos termos previstos nos artigos anteriores, a entidade licenciadora profere decisão no prazo de 30 dias a contar do final do prazo de pronúncia das entidades consultadas.

2 — No caso de projeto de decisão desfavorável, a entidade licenciadora procede à audiência prévia do interessado nos termos previstos no CPA.

3 — Em caso de indeferimento do pedido de atribuição de licença de produção, o requerente deve ser informado do respetivo fundamento.

4 — A decisão proferida sobre o pedido de atribuição da licença deve ser notificada ao requerente, ao operador da rede relevante, ao gestor global do SEN e às demais entidades que tenham tido intervenção no procedimento, sendo ainda, publicitada no sítio na Internet da entidade licenciadora.

Artigo 29.º

Conteúdo da licença de produção

1 — A licença de produção contém, nomeadamente, os seguintes elementos:

a) Identificação completa do titular;

b) Principais características do centro eletroprodutor, da UPAC ou das instalações de armazenamento, sua localização, indicação da fonte primária de energia e da tecnologia utilizada;

c) Indicação do ponto de receção na RESP, da potência máxima injetável na rede sem restrições e, quando aplicável, da potência máxima injetável com identificação das restrições estabelecidas e da potência instalada bruta e líquida, em MW e MVA, nível mínimo de funcionamento estável e, quando aplicável, níveis mínimo e máximo de regulação;

d) Código de ponto de entrega (CPE) da instalação utilizadora associada em caso de UPAC ou, no caso de inexistir ainda CPE, menção expressa de que a atribuição da licença de exploração da UPAC fica dependente da sua atribuição;

e) Descrição sumária das obras e dos trabalhos de construção da ligação desde a instalação até ao ponto de interligação a suportar pelo titular da licença;

f) Regime de remuneração aplicável, com especificação das respetivas condições e, quando aplicável, dos prazos de vigência;

g) Prazo fixado para o início da exploração do centro eletroprodutor;

h) Outras obrigações ou condições especiais a que eventualmente fique sujeito o titular da licença.

2 — A licença de produção pode estabelecer valores diferentes para a potência máxima injetável na RESP e para a potência instalada bruta e líquida, em MW e MVA, podendo, ainda, estabelecer restrições predefinidas para a totalidade ou parte da capacidade de injeção.

3 — A licença de produção incorpora todas as condições a que se sujeita o desenvolvimento da atividade e que sejam determinadas pela entidade licenciadora e pelas entidades que ao abrigo de legislação setorial aplicável devam emitir licenças, autorizações ou pareceres vinculativos, podendo, neste último caso, fazê-lo por simples remissão para os documentos emitidos pelas entidades competentes.

4 — Em anexo à licença de produção constam os seguintes documentos:

a) Título de reserva de capacidade de injeção na RESP;

b) Todas as licenças, autorizações e pareceres vinculativos emitidos, nos termos do número anterior;

c) Liberação do valor da caução prestada para atribuição do título de reserva de capacidade de injeção na RESP, em um terço do valor inicial, e identificação do valor da caução que se mantém para garantia do cumprimento das obrigações do titular da licença de produção até à entrada em exploração do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento;

d) Esquema unifilar da instalação elétrica no seu todo e, na existência de elementos partilhados, identificação da instalação que contém os elementos de ligação à RESP.

SECÇÃO IV

Regime da licença de produção

Artigo 30.º

Duração da licença de produção

1 — A licença de produção não está sujeita a prazo de duração, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — Nos casos em que a instalação do centro eletroprodutor, da instalação de armazenamento ou da UPAC dependa de título de utilização dos recursos hídricos ou de título de utilização do espaço marítimo, a licença de produção tem o prazo estabelecido nos respetivos títulos de utilização.

Artigo 31.º

Direitos e deveres do titular da licença de produção

1 — São direitos do titular da licença de produção, nos termos do presente decreto-lei e da respetiva licença:

a) Instalar o centro eletroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento nos termos estabelecidos na licença de produção;

b) Vender energia elétrica em mercados organizados ou através de contratos bilaterais e comprar energia elétrica até ao limite da capacidade de injeção definida na licença de produção;

c) Estabelecer e explorar linhas diretas para abastecimento de eletricidade a clientes finais quando o mesmo não possa ser efetuado através da RESP ou quando for técnica e economicamente mais vantajoso para o SEN, de acordo com a avaliação feita pela entidade licenciadora da instalação elétrica;

d) Entregar a eletricidade produzida a entidade legalmente incumbida de adquirir a eletricidade de fonte renovável, contra o pagamento da remuneração garantida de que beneficie o centro eletroprodutor, quando aplicável;

e) Entregar a eletricidade produzida, a um agregador ou comercializador, contra o pagamento de remuneração a um preço livremente determinado entre as partes;

f) Vender capacidade de armazenamento a terceiros.

2 — São deveres do titular da licença de produção, nos termos do presente decreto-lei e da respetiva licença:

a) Cumprir o disposto na licença de produção;

b) Obter as licenças, autorizações ou pareceres que ao abrigo de legislação setorial aplicável sejam necessárias à instalação e funcionamento do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento, que não tenham instruído o pedido de licença de produção;

c) Comunicar à DGEG e ao respetivo operador da rede a conclusão da instalação do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento;

d) Requerer a emissão da licença de exploração dentro do prazo estabelecido na licença de produção;

e) Iniciar a exploração do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento no prazo fixado na licença de produção ou, na falta deste, no prazo previsto no presente decreto-lei;

f) Manter e explorar o centro eletroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento conforme as melhores práticas industriais;

g) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares em vigor, designadamente as constantes dos regulamentos aprovados pela ERSE;

h) Enviar à DGEG e à ERSE os dados informativos referentes ao funcionamento e à exploração do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento, nos seguintes termos:

i) Até ao dia 15 de cada mês, os dados referentes ao mês anterior;

ii) Até ao final do mês de março de cada ano, os dados anuais referentes ao ano civil anterior;

i) Constituir e manter atualizado o seguro de responsabilidade civil exigido nos termos do presente decreto-lei;

j) Permitir e facilitar o acesso das entidades licenciadoras e fiscalizadoras às suas instalações, facultando-lhes as informações e os dados necessários ao exercício da sua atividade de fiscalização;

k) Permitir e facilitar o acesso às suas instalações por parte das entidades competentes para efeitos da verificação da disponibilidade do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento;

l) Comunicar previamente à entidade licenciadora, que informa o operador da RESP, a realização de quaisquer alterações ao centro eletroprodutor, à UPAC ou à instalação de armazenamento que não estejam sujeitas à obtenção de nova licença de produção;

m) Instalar e manter em boas condições de funcionamento os canais de comunicação e os equipamentos com as características indicadas pelo gestor global do SEN e que permitam em contínuo a partilha de informação entre este e o centro eletroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento;

n) Instalar e manter em boas condições de funcionamento, em centros eletroprodutores ou instalações de armazenamento com potência instalada superior a 1 MW e nas UPAC que prevejam injetar excedentes superiores a 1 MVA na RESP, os canais de comunicação e os equipamentos com as características indicadas pelo gestor global do SEN, que permitam o ajustamento da potência ativa injetada na RESP sempre que por este lhes seja comunicada instrução;

o) Cumprir todas as instruções de despacho emitidas pelo gestor global do SEN;

p) Manter na instalação, devidamente organizado e atualizado, um arquivo contendo todos os documentos e registos relevantes respeitantes ao processo de licenciamento da produção, nomeadamente todas as licenças, autorizações e pareceres emitidos nesse âmbito, o projeto aprovado, os relatórios de vistoria e os demais elementos pertinentes, em condições de poderem ser disponibilizados para acesso e consulta da informação por parte das entidades fiscalizadoras e demais entidades intervenientes no processo de licenciamento.

Artigo 32.º

Autorização para realização de testes e ensaios e exploração em regime experimental

1 — A realização de testes e ensaios prévios ao início da exploração do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento depende de pedido do titular da licença de produção e de autorização da DGEG, podendo incidir sobre unidades suscetíveis de funcionamento autónomo, no caso de construção faseada, ou sobre a totalidade das instalações.

2 — O pedido de autorização para realização de testes e ensaios é acompanhado:

a) Do programa de testes a realizar e sua duração, subscrito pelo técnico ou peritos responsáveis pela sua execução;

b) De parecer do operador da rede a que se liga o centro eletroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento com indicação de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede necessárias para tal efeito;

c) De declaração, sob compromisso de honra do titular da licença de produção, de que a instalação está em conformidade com os termos da respetiva licença, da regulamentação aplicável, em condições técnicas e de segurança para a realização do programa referido na alínea a);

d) De parecer favorável, com ou sem condições, do gestor global do SEN.

3 — O pedido é liminarmente indeferido se não tiver sido instruído com os elementos previstos no número anterior.

4 — A DGEG profere decisão sobre o pedido de autorização no prazo de 20 dias contados da receção do pedido, considerando-se o mesmo tacitamente deferido se não for objeto de decisão expressa naquele prazo e desde que o operador da rede se tenha pronunciado favoravelmente sobre a existência de condições de ligação à rede.

5 — A autorização define as condições e o período autorizado, que não deve exceder três meses, salvo circunstâncias excecionais reconhecidas pela DGEG.

6 — O pedido de exploração experimental prévio ao início da exploração do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento pode ser solicitado pelos adjudicatários de procedimentos concorrenciais para unidades suscetíveis de funcionamento autónomo ou para a totalidade das instalações, com o limite máximo de 12 meses, incluindo-se no limite máximo estabelecido o período de testes que tenha sido concedido.

7 — Nos casos referidos no número anterior e após o decurso do período de exploração experimental, a continuação do funcionamento de unidades suscetíveis de funcionamento autónomo ou da totalidade das instalações depende da emissão de licença de exploração nos termos do artigo seguinte.

8 — O pedido de autorização de exploração experimental é instruído com o comprovativo da realização de testes e ensaios e respetivos resultados, referentes ao objeto do pedido, dispondo a DGEG do prazo de 10 dias para decisão.

9 — A autorização de exploração experimental não prejudica a aplicação dos prazos estabelecidos para a obtenção de licença de exploração referente à totalidade das instalações nos termos determinados nos procedimentos concorrenciais.

10 — Com a emissão da licença de exploração, para a totalidade do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento ou para unidades suscetíveis de funcionamento autónomo, é aplicável, respetivamente, a remuneração específica que lhe corresponda.

11 — A energia injetada na RESP na fase de testes e ensaios ou de exploração experimental é remunerada ao preço livremente formado em mercados de eletricidade, através da celebração de um contrato com um agente de mercado, sendo imputados ao titular da licença de produção os encargos inerentes.

SECÇÃO V

Licença de exploração

Artigo 33.º

Procedimento de atribuição de licença de exploração

1 — A licença de exploração autoriza o início da exploração industrial do centro eletroprodutor, ou de cada uma das unidades geradoras suscetíveis de funcionamento autónomo que compõem o centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento.

2 — A realização da vistoria e a emissão de relatório que ateste a conformidade da instalação do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento com os termos da licença de produção, bem como com as normas legais e regulamentares aplicáveis, constituem condição da emissão da licença de exploração.

3 — O pedido para a emissão da licença de exploração é dirigido à entidade licenciadora, instruído com os seguintes elementos:

a) Declaração de conformidade de execução, assinada pelo responsável pela execução e pela entidade instaladora que ateste que a instalação está concluída e preparada para operar de acordo com o projeto aprovado e em observância das condições integradas na decisão final de atribuição da respetiva licença de produção, bem como, se for caso disso, que as alterações efetuadas estão em conformidade com as normas legais e regulamentares que lhe são aplicáveis;

b) De parecer do operador da rede competente com indicação de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede, designadamente as previstas no Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, e da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, quando aplicáveis, salvo se, quando lhe for solicitada a pronúncia, este indicar que se pronuncia no relatório de vistoria, devendo, nesse caso, ser entregue o relatório de vistoria em substituição do parecer;

c) De parecer favorável do gestor global do SEN, se não tiver sido consultado nos termos previstos no artigo 26.º;

d) Prova da celebração do seguro de responsabilidade civil;

e) Documento comprovativo da disponibilidade dos terrenos para a instalação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento nos termos do disposto no anexo I do presente decreto-lei.

4 — O pedido é rejeitado se não estiver instruído com os elementos previstos no número anterior e se o requerente não os entregar no prazo máximo de 10 dias após solicitação da DGEG.

5 — Estando o pedido devidamente instruído, a entidade licenciadora profere decisão sobre o pedido de licença de exploração no prazo de 10 dias contados da receção do relatório da vistoria, notificando-a ao requerente, ao operador da rede e ao gestor global do SEN.

6 — O pedido de licença de exploração só pode ser indeferido, após audiência prévia do requerente nos termos do CPA, com fundamento na desconformidade das instalações com os condicionamentos legais e regulamentares ou com as condições fixadas na licença de produção.

7 — A licença de exploração define as condições a que fica sujeita a exploração industrial e, uma vez concedida, passa a integrar as condições da licença de produção do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento a que se refere.

8 — A licença de exploração pode determinar, a pedido do titular da licença de produção, a entrada em funcionamento faseada da instalação.

Artigo 34.º

Vistoria

1 — A vistoria é efetuada pela DGEG ou por entidade com a devida acreditação, conforme indicado no pedido de atribuição da licença de exploração.

2 — A DGEG realiza a vistoria no prazo máximo de 30 dias após a receção do respetivo pedido, comunicando, com a antecedência de oito dias, ao titular da licença de produção e, se for o caso, às entidades que devam acompanhar a vistoria, o dia e a hora para a respetiva realização.

3 — Nos casos referidos no número anterior e não sendo a vistoria realizada no prazo máximo estabelecido, o titular da licença de produção pode, a suas expensas, solicitar a realização da mesma a uma entidade acreditada, informando a DGEG para o efeito.

4 — O operador de rede competente é convocado para acompanhar a vistoria, quando, nos termos referidos na alínea b) do n.º 3 do artigo anterior, assim o tenha determinado.

5 — Sem prejuízo do disposto no número anterior e nos casos em que a vistoria seja realizada pela DGEG, esta pode fazer-se acompanhar das demais entidades que se tenham pronunciado no processo de licenciamento e por outros técnicos ou peritos, à sua escolha.

6 — A DGEG pode contratar os serviços de entidades de reconhecida idoneidade e experiência para a prestação de apoio técnico na realização da vistoria.

7 — O relatório é subscrito por todos os intervenientes podendo conter, em anexo, as respetivas declarações individuais devidamente assinadas, e é comunicado ao titular da licença de produção no prazo máximo de cinco dias após a realização da vistoria.

8 — Quando o relatório da vistoria concluir pela desconformidade das instalações com disposições legais e regulamentares ou com as condições fixadas na licença de produção, deve indicar detalhadamente as normas ou condições cujo cumprimento não foi observado e, quando for o caso, das medidas corretivas a adotar e respetivo prazo.

9 — No caso referido no número anterior, o titular da licença de produção pode apresentar reclamação com efeitos suspensivos junto da DGEG, que decide no prazo máximo de 20 dias, findo o qual ocorre deferimento tácito da reclamação apresentada.

10 — A decisão favorável da DGEG, a toda ou parte da reclamação recebida, substitui na parte correspondente o disposto no relatório de vistoria.

11 — Quando o relatório de vistoria tenha determinado a adoção de medidas e tenha decorrido o prazo estabelecido para o efeito é realizada, por uma única vez, nova vistoria que segue o procedimento estabelecido para a vistoria inicial, reduzindo-se todos os prazos a metade.

SECÇÃO VI

Vicissitudes da licença de produção

Artigo 35.º

Alteração da licença de produção

1 — As alterações à licença de produção de centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento que não constituam uma alteração substancial dependem de prévia autorização da entidade licenciadora e são averbadas à licença de produção inicial e, quando aplicável, à licença de exploração.

2 — O pedido de alteração da licença de produção é instruído com os elementos previstos no anexo I do presente decreto-lei que sejam aplicáveis e é apresentado pelo respetivo titular à entidade licenciadora que pode, por uma única vez e no prazo de cinco dias após a receção do pedido, solicitar elementos adicionais a prestar no prazo máximo de 30 dias.

3 — Quando se justifique, a entidade licenciadora promove, no prazo de cinco dias após a receção do pedido, consulta prévia às entidades que se tenham pronunciado no âmbito da licença de produção nas questões que sejam objeto da alteração e ao operador de rede ou ao gestor global do SEN, seguindo-se os procedimentos estabelecidos nos artigos 25.º e 26.º quanto à emissão dos pareceres solicitados.

4 — A decisão é proferida no prazo de 15 dias após o decurso do prazo de resposta das entidades consultadas e quando negativa é precedida da audiência prévia do interessado.

5 — O diretor-geral da DGEG estabelece, por despacho a publicitar no sítio na Internet da DGEG, o tipo de alterações à licença que carecem de realização de nova vistoria, seguindo-se nesses casos o disposto no artigo anterior.

6 — A autorização da alteração da licença de produção é sempre comunicada ao titular da licença, às entidades que se tenham pronunciado no âmbito da licença alterada, ou no âmbito do procedimento de alteração, ao respetivo operador de rede e, quando justificado, ao gestor global do SEN.

7 — Não constituem alterações à licença de produção as telas finais que contêm as alterações efetuadas em obra e decorrentes da execução do projeto, as quais são averbadas à licença de produção.

8 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o procedimento relativo ao reequipamento de centro eletroprodutor de energia renovável que não dê origem a um aumento da respetiva potência instalada superior a 20 % não pode exceder o período de três meses a contar da data da apresentação do pedido para o efeito.

9 — O disposto no número anterior não se aplica nos casos de reserva fundamentada sobre a segurança e/ou incompatibilidades técnicas, e nem prejudica o cumprimento da legislação aplicável à avaliação de impacte ambiental.

Artigo 36.º

Transmissão da licença de produção

1 — A transmissão da licença de produção está sujeita a autorização da entidade licenciadora, depende da observância dos requisitos legais da sua atribuição e implica a transmissão de todos os elementos que integram ou estão averbados à licença transmitida.

2 — A transmissão da licença de produção até à emissão da licença de exploração segue o disposto no artigo 18.º para a transmissão do título de reserva de capacidade de injeção na RESP.

3 — O pedido de transmissão, a apresentar pelo respetivo titular, deve fornecer 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.

4 — A DGEG decide no prazo de 15 dias após a receção do pedido, podendo solicitar elementos adicionais, por uma única vez, que lhe devem ser prestados no prazo máximo de 30 dias, suspendendo-se, durante esse período, o prazo de decisão.

5 — A decisão de autorização determina o averbamento do novo titular à licença de produção inicial.

6 — O transmissário fica sujeito aos mesmos deveres, obrigações e encargos do transmitente, bem como a todas as condições estabelecidas na autorização de transmissão.

7 — A decisão de autorização da transmissão da licença de produção é divulgada no sítio na Internet da entidade licenciadora e comunicada ao operador da rede competente, ao gestor global do SEN e às demais entidades que tenham tido intervenção no procedimento de licenciamento.

Artigo 37.º

Cessação dos efeitos da licença de produção

1 — A licença de produção cessa os seus efeitos por caducidade ou por revogação, nos termos dos artigos seguintes.

2 — A cessação de efeitos da licença de produção implica a extinção automática da licença de exploração e a caducidade do título de reserva de capacidade de injeção na RESP que lhe corresponde.

3 — Com a cessação de efeitos da licença o respetivo titular está obrigado ao cumprimento de todas as obrigações decorrentes do exercício da atividade a que se encontre vinculado até à data em que a mesma produza efeitos, bem como ao cumprimento das obrigações estabelecidas no plano de encerramento, designadamente em matéria de remoção das instalações, segurança, proteção e monitorização ambiental.

4 — Sem prejuízo do cumprimento do dever de notificação nos termos gerais, a cessação de efeitos da licença de produção é divulgada no sítio na Internet da entidade licenciadora e comunicada ao operador da rede competente e ao gestor global do SEN.

Artigo 38.º

Caducidade da licença de produção

1 — A licença de produção caduca nas seguintes situações:

a) Com a caducidade do título de reserva de capacidade de injeção na RESP;

b) Quando não seja prestada caução nos termos previstos no presente decreto-lei;

c) Com a emissão de nova licença de produção para o centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento;

d) Para centro eletroprodutor, UPAC ou instalações de armazenamento com potência de ligação igual ou inferior a 10 MVA, por renúncia do titular, exercida mediante declaração escrita dirigida à entidade licenciadora com uma antecedência não inferior a seis meses, salvo se aquela entidade consentir expressamente em prazo inferior;

e) Para centro eletroprodutor, UPAC ou instalações de armazenamento com potência de ligação superior a 10 MVA, mediante autorização da entidade licenciadora na sequência de renúncia do titular exercida através de declaração escrita dirigida à entidade licenciadora, com uma antecedência não inferior a dois anos, salvo se aquela entidade consentir expressamente em prazo inferior;

f) Em caso de dissolução, cessação da atividade ou aprovação da liquidação da sociedade em processo de insolvência e recuperação de empresas;

g) Com a extinção do título de utilização dos recursos hídricos ou do título de utilização do espaço marítimo de que é dependente.

2 — A caducidade da licença nos termos das alíneas a), d) e e) do número anterior implica a perda da caução prestada, a qual é acionada pela DGEG e reverte para abatimento aos CIEG.

3 — A aprovação do pedido de renúncia por parte da entidade licenciadora, nos termos da alínea e) do n.º 1, é precedida de estudos de segurança de abastecimento realizados no prazo de seis meses após a receção do pedido e que assegurem as condições de segurança e fiabilidade do SEN.

4 — Quando a caducidade da licença ocorra com fundamento no disposto na alínea f) do n.º 1, é conferido direito de preferência à DGEG na alienação das instalações de produção ou armazenamento de eletricidade, tendo em vista a abertura de procedimento concorrencial para atribuição a novo titular.

5 — A caducidade da licença de produção, ouvido o titular, é declarada pela entidade licenciadora e comunicada aos respetivos operadores de rede e ao gestor global do SEN.

Artigo 39.º

Revogação da licença de produção

1 — A licença pode ser revogada pela entidade licenciadora nas seguintes situações:

a) Quando o seu titular faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade, nos termos da lei e da respetiva licença;

b) Quando o seu titular não cumprir as determinações impostas pela fiscalização técnica ao abrigo dos regulamentos em vigor;

c) Quando o seu titular não constituir ou não mantiver atualizado o seguro de responsabilidade civil;

d) Quando o seu titular não cumprir, por duas vezes consecutivas, o envio à DGEG e à ERSE das informações referidas no n.º 2 do artigo 31.º;

e) Quando o seu titular abandonar as instalações afetas à produção de eletricidade ou interromper a atividade licenciada, por um período seguido ou interpolado igual ou superior a seis meses, no período de um ano, por razões não fundamentadas em motivos de ordem técnica ou em mecanismo de capacidade ou serviços de sistema;

f) Quando o titular proceda a alterações substanciais do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento sem que as mesmas tenham sido objeto de licenciamento nos termos do presente decreto-lei.

2 — A decisão de revogação está sujeita a audiência prévia do titular da licença nos termos do CPA.

3 — A sanação do incumprimento imputado ao titular da licença até ao final da audiência prévia ou em prazo concedido pela entidade licenciadora é ponderada na decisão a proferir.

4 — Quando a revogação da licença ocorra por abandono das instalações nos termos do disposto na alínea e) do n.º 1, a DGEG tem direito de preferência em caso de alienação das instalações de produção ou armazenamento de eletricidade, tendo em vista a abertura de procedimento concorrencial para atribuição a novo titular.

5 — A revogação da licença de produção é comunicada pela entidade licenciadora aos respetivos operadores de rede, ao gestor global do SEN e, quando abrangida por regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, comunicada ao CUR ou ao agregador de último recurso.

Artigo 40.º

Plano de encerramento

1 — O plano de encerramento do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento contém as medidas destinadas à remoção dos equipamentos e instalações e infraestruturas de ligação à RESP, visando a minimização dos impactos ambientais do fim da atividade, utilizando as melhores técnicas disponíveis.

2 — A remoção das infraestruturas de ligação das instalações à RESP é suportada pelo último titular da licença de exploração do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento e carece de prévio parecer do operador da RESP que ateste a desnecessidade das mesmas.

3 — As infraestruturas da RESP que se tornarem desnecessárias às respetivas concessões, em virtude do encerramento da exploração do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento, são desmanteladas com regularização do local de implantação, pelo respetivo operador da RESP e após autorização do concedente, ficando os custos e encargos incorridos pelo operador da RESP a cargo do último titular da licença de exploração do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento.

4 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, no caso de implantação de instalações sobre bens do domínio público do Estado, a sua remoção e a reversão de bens operam nos termos da legislação aplicável.

5 — Quando tenha havido lugar ao procedimento de AIA ou a instalação esteja sujeita ao regime de prevenção e controlo integrados da poluição, o plano de encerramento é aprovado no âmbito daqueles procedimentos.

6 — Quando não haja lugar ao procedimento de AIA ou a instalação esteja sujeita ao regime de prevenção e controlo integrados da poluição, este plano é aprovado com a atribuição da licença de produção.

7 — O plano de encerramento deve incluir, designadamente, as seguintes medidas:

a) Maximização, dentro das melhores técnicas disponíveis, da reutilização ou reciclagem dos materiais da instalação;

b) Reversão de equipamentos ou instalações, designadamente os que se encontrem implantados sobre bens do domínio público;

c) Plano de fecho das instalações tecnicamente mais complexas, contemplando o conjunto de operações necessárias ao encerramento da exploração, desativação de equipamentos e instalações e operações de desmontagem e transporte.

8 — O plano de encerramento é atualizado quando determinado pela DGEG, oficiosamente ou a pedido das entidades que o aprovaram.

SECÇÃO VII

Articulação com regimes específicos

Artigo 41.º

Salvaguarda de regimes jurídicos setoriais

1 — O disposto no presente decreto-lei não prejudica o disposto nos demais regimes legais e regulamentares aplicáveis, salvo as especificidades previstas na presente secção.

2 — Para efeito do disposto no número anterior o requerente apresenta, no âmbito da instrução dos procedimentos de controlo prévio previstos no presente decreto-lei, os pareceres, autorizações ou licenças estabelecidas em legislação específica aplicável e que sejam da competência de entidades da administração central.

Artigo 42.º

Apreciação prévia e decisão de sujeição a avaliação de impacte ambiental no âmbito do procedimento de atribuição de licença de produção

1 — Para efeitos do presente decreto-lei, a decisão de sujeição a AIA dos projetos não localizados em áreas sensíveis, submetidos a uma análise caso a caso, regulada pelo regime jurídico de AIA, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua redação atual, compete à DGEG e observa o disposto no presente artigo.

2 — Os centros eletroprodutores de fonte primária solar, e respetivas instalações de armazenamento de energia, estão isentos de AIA quando sejam instalados em edifícios ou estruturas artificiais, existentes ou futuras.

3 — O disposto no número anterior não se aplica à instalação dos referidos centros eletroprodutores, e respetivas instalações de armazenamento de energia:

a) Em superfícies de massas de água artificiais;

b) Em áreas ou edifícios ou classificados ou em vias de classificação e respetivas zonas de proteção, ou em zonas ou estruturas relevantes para a salvaguarda dos interesses de defesa nacional ou de segurança.

4 — A autoridade nacional de AIA pode, mediante despacho conjunto com o diretor-geral da DGEG, identificar as tipologias de projetos não suscetíveis de provocar impactes significativos no ambiente, em que a pronúncia e a decisão previstas no artigo 3.º do regime jurídico de AIA não têm lugar, designadamente nas situações de projetos de centros eletroprodutores de fonte primária solar ou eólica que tenham uma potência de ligação igual ou inferior a 1 MVA.

Artigo 43.º

Procedimento de avaliação de impacte ambiental no âmbito de alteração da licença de produção

1 — O pedido de alteração da licença de produção é instruído com os elementos referidos no anexo I do presente decreto-lei que sejam aplicáveis, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — Ao procedimento de apreciação prévia estabelecido no artigo 3.º do regime jurídico de AIA é aplicável o disposto no artigo anterior, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 — Quando o pedido de alteração incida sobre projeto que tenha sido submetido a procedimento de AIA, a apreciação prévia nos termos previstos na alínea c) do n.º 4 do artigo 1.º e no artigo 3.º do regime jurídico de AIA é solicitada pela DGEG à autoridade de AIA, exceto se o pedido de alteração da licença de produção a partir de fonte primária solar ou eólica:

a) Não implicar, objetivamente, qualquer alteração à decisão de AIA e respetivos fundamentos; e

b) Não implicar 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.

Artigo 44.º

Análise de incidências ambientais

1 — A emissão de licença de produção de centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento que não se encontrem abrangidos pelo disposto no regime jurídico de AIA é, quando a legislação setorial aplicável expressamente o determine, precedida de um procedimento de análise de incidências ambientais a realizar pela comissão de coordenação e desenvolvimento regional (CCDR) territorialmente competente.

2 — O estudo de incidências ambientais deve obrigatoriamente abranger as vertentes definidas no n.º 6 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na sua redação atual, incluindo a unidade de produção de energia elétrica, a instalação de armazenamento e respetivas instalações acessórias, bem como as linhas elétricas de interligação e respetivos corredores e zonas de passagem, acessos e outras infraestruturas indispensáveis ao normal funcionamento da unidade, tais como subestações ou acessos e ainda, no que à energia hídrica diz respeito, a zona de albufeira, do açude e das condutas forçadas.

3 — Podem ser definidos, por despacho dos membros do Governo responsáveis pelas áreas do ambiente e da energia, os descritores específicos que devem ser tratados nos estudos de incidências ambientais.

4 — Ao procedimento de análise de incidências ambientais é aplicável, com as devidas adaptações, o disposto na Portaria n.º 368/2015, de 19 de outubro.

Artigo 45.º

Procedimento de análise de incidências ambientais

1 — O interessado entrega o estudo de incidências ambientais, o plano de acompanhamento ambiental e um exemplar do projeto de execução à CCDR territorialmente competente em função da localização do projeto, que dispõe de 10 dias após a receção dos elementos para verificar da sua conformidade com o estabelecido no artigo anterior e demais legislação aplicável.

2 — Em caso de desconformidade, a CCDR solicita, por uma única vez, a apresentação de elementos instrutórios adicionais, fixando prazo para o efeito, não superior a 50 dias, suspendendo-se durante esse período os prazos subsequentes do procedimento.

3 — Na ausência de apresentação dos elementos adicionais ou na sua apresentação de forma insuficiente, o procedimento de avaliação de incidências ambientais é encerrado, devendo a CCDR notificar desse facto a entidade licenciadora e o promotor.

4 — No prazo de cinco dias a contar da receção dos elementos mencionados no n.º 2 ou da receção dos elementos adicionais referidos no número anterior, a CCDR informa a entidade licenciadora do procedimento em curso e promove uma consulta pública pelo prazo de 20 dias, disponibilizando no seu sítio na Internet o estudo de incidências ambientais, a identificação do projeto e indicando o local onde estes se encontram disponíveis para consulta.

5 — A CCDR elabora o relatório da consulta pública no prazo de 10 dias.

6 — A CCDR solicita, simultaneamente com a abertura do procedimento da consulta pública, a pronúncia das entidades que nos termos da lei detenham competências para o efeito, as quais dispõem do prazo de 20 dias para se pronunciarem, se outro não estiver previsto na legislação específica.

7 — A CCDR consulta obrigatoriamente o Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas, I. P.

8 — A não emissão de parecer nos prazos estabelecidos no n.º 6, contados da data de promoção das consultas, equivale à emissão de parecer favorável.

9 — As consultas previstas nos números anteriores são dispensadas se os respetivos pareceres, com uma antiguidade não superior a um ano, forem apresentados pelo interessado.

Artigo 46.º

Decisão do procedimento de análise de incidências ambientais

1 — A decisão do procedimento de análise de incidências ambientais (DIncA), que pode ser desfavorável, favorável ou condicionalmente favorável, é proferida pela CCDR no prazo de 20 dias contados da elaboração do relatório da consulta pública ou da pronúncia das entidades consultadas, consoante o que ocorrer posteriormente.

2 — Na falta de emissão da decisão nos prazos fixados, ocorre o deferimento tácito.

3 — O parecer previsto no n.º 2 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na sua redação atual, é dispensado quando haja decisão favorável ou condicionalmente favorável do procedimento de avaliação de incidências ambientais ou, quando aplicável, do procedimento de AIA.

Artigo 47.º

Procedimento de análise de incidências ambientais no âmbito de alteração da licença de produção

1 — Quando a emissão da licença de produção tenha sido precedida de procedimento de análise de incidências ambientais, a DGEG remete o pedido de alteração à CCDR territorialmente competente para pronúncia sobre a manutenção da DIncA.

2 — A pronúncia referida no número anterior é dispensada no caso previsto no n.º 3 do artigo 43.º

Artigo 48.º

Regime jurídico da urbanização e da edificação

1 — Sem prejuízo do disposto na alínea g) do n.º 1 do artigo 6.º-A do Decreto-Lei n.º 555/99, de 16 de dezembro, na sua redação atual, a instalação de painéis solares fotovoltaicos em estruturas edificadas preexistentes que não constituam edifícios ou implantados diretamente no solo em áreas delimitadas, designadamente de conjuntos comerciais, grandes superfícies comerciais, parques ou loteamentos industriais, plataformas logísticas, parques de campismo e parques de estacionamento, constitui uma obra de escassa relevância urbanística.

2 — O disposto no número anterior não é aplicável à instalação de painéis solares fotovoltaicos em imóveis classificados ou em vias de classificação, bem como em imóveis integrados em conjuntos ou sítios classificados ou em vias de classificação, nem em imóveis situados em zonas de proteção de imóveis classificados ou em vias de classificação.

3 — O disposto no presente artigo não prejudica o cumprimento das normas legais e regulamentares aplicáveis, designadamente as constantes dos planos territoriais, do regime jurídico de proteção do património cultural e as normas técnicas de construção.

4 — A instalação de painéis solares fotovoltaicos em edifícios sujeita a procedimento de controlo prévio de registo ou comunicação prévia nos termos previstos no presente decreto-lei é precedida de notificação, para conhecimento e a efetuar pelo interessado, à câmara municipal competente, devendo o comprovativo dessa notificação ser inserido na plataforma informática da DGEG.

Artigo 49.º

Cedências

1 — O titular de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento, com potência de ligação atribuída superior 1 MVA, cede, por uma única vez e gratuitamente, ao município ou municípios onde se localiza o centro eletroprodutor, UPAC com potência instalada equivalente a 1 % da potência de ligação do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento para instalação em edifícios municipais ou equipamentos de utilização coletiva ou, por indicação do município, às populações que se localizam na proximidade do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento ou, em alternativa e com capacidade equivalente, postos de carregamento de veículos elétricos localizados em espaço público e destinados a utilização pública.

2 — O titular de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento procede à instalação da UPAC ou dos postos de carregamento de veículos elétricos nos locais indicados e disponibilizados para o efeito pelos municípios beneficiários após obtenção por estes dos respetivos títulos de controlo prévio.

3 — O município pode optar pela substituição da cedência referida no n.º 1 por uma compensação, única e em numerário, no valor de € 1500,00 por MVA de potência de ligação atribuída.

4 — Nos casos referidos no número anterior, a compensação em numerário destina-se a ser aplicada na promoção da eficiência energética dos edifícios municipais ou equipamentos de utilização coletiva ou, ainda, dos edifícios habitacionais das populações, através da adoção das seguintes ações:

a) Substituição de janelas não eficientes por janelas eficientes, de classe energética igual ou superior a «A+»;

b) 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;

c) Sistemas de aquecimento e/ou arrefecimento ambiente e/ou de águas quentes sanitárias que recorram a energia renovável, de classe energética «A+» ou superior, designadamente:

i) Bombas de calor;

ii) Sistemas solares térmicos;

iii) Caldeiras e recuperadores a biomassa com elevada eficiência;

d) Sistemas de armazenamento;

e) Intervenções que visem a eficiência hídrica por via de:

i) Substituição de dispositivos de uso de água por outros mais eficientes;

ii) Instalação de soluções que permitam a monitorização e controlo inteligente de consumos de água;

iii) Instalação de sistemas de aproveitamento de águas pluviais;

f) 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.

5 — As cedências referidas nos números anteriores são objeto de protocolo a celebrar entre o titular de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento e o município ou municípios onde se localiza o centro eletroprodutor ou instalação de armazenamento, no período que medeia entre a emissão da licença de produção e a emissão da licença de exploração, constituindo o protocolo, devidamente assinado, requisito para a emissão desta última.

6 — *(Revogado.)*

7 — Quando exista mais do que um município abrangido, a respetiva cedência ou compensação é proporcional à área abrangida por cada município.

8 — Não estão abrangidas pelo disposto nos números anteriores as alterações ao título de controlo prévio para reequipamento ou sobre-equipamento, nem a emissão de título de controlo prévio para hibridização.

9 — Não podem ser solicitadas aos titulares de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou instalação de armazenamento quaisquer outras contrapartidas ou cedências aos municípios para além das estabelecidas no presente decreto-lei.

Artigo 50.º

Regime jurídico da reserva agrícola nacional

1 — Quando a instalação de centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento abranja áreas integradas na reserva agrícola nacional (RAN) ao abrigo do disposto na alínea d) do n.º 1 do artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 73/2009, de 31 de março, na sua redação atual, o pedido a dirigir às entidades regionais da RAN é acompanhado, para comprovação dos objetivos estabelecidos no artigo 4.º do referido decreto-lei, de projeto de desenvolvimento agrícola que demonstre a compatibilidade entre a instalação pretendida e o aproveitamento do solo para atividades agrícolas.

2 — Quando o perímetro de implementação de centros eletroprodutores solares e das respetivas linhas internas e de ligação à RESP inclua áreas integradas na RAN e estas representem menos de 10 % da área total contratada e tiverem menos de 1 hectare, considera-se que as mesmas podem ser utilizadas para efeitos de produção de energia renovável.

3 — Presume-se o cumprimento dos requisitos previstos no artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 73/2009, de 31 de março, na sua redação atual, quando a utilização de áreas integradas na RAN para colocação de apoios e passagem de linhas internas e de ligação de centros eletroprodutores à RESP não impuser restrições decorrentes da constituição da servidão da linha que prejudiquem a cultura dominante na área afetada.

SECÇÃO VIII

Acesso e ligação à rede elétrica de serviço público

Artigo 51.º

Princípios aplicáveis à receção de eletricidade pela rede elétrica de serviço público

1 — Na receção de eletricidade pela RESP aplicam-se os seguintes princípios:

a) Consideração dos objetivos da política energética nacional, nomeadamente no que respeita à mobilização dos recursos endógenos renováveis e da descarbonização;

b) Salvaguarda do interesse público atribuído à RESP nos termos da legislação e dos regulamentos relevantes para a exploração diária do sistema produtor e das redes;

c) Igualdade de tratamento e de oportunidades;

d) Racionalidade na gestão das capacidades disponíveis;

e) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de publicitação.

2 — O acesso à RESP pode ser conferido com restrições, nos termos a regulamentar pela ERSE.

Artigo 52.º

Acesso e funcionamento das redes

1 — Os operadores da RESP devem proporcionar o acesso às respetivas redes, de forma não discriminatória e transparente, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e do Regulamento Tarifário.

2 — Os operadores da RESP, em coordenação com o gestor global do SEN e com o gestor integrado das redes de distribuição e com as demais entidades relevantes, devem tomar medidas operacionais adequadas para prevenir ou minimizar as limitações ao transporte e distribuição de eletricidade.

Artigo 53.º

Encargos com os investimentos

1 — Os encargos com os investimentos para a criação de capacidade de receção na RESP e para a ligação de centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento obedecem às seguintes regras gerais:

a) Os custos de investimento na rede suportados pelas concessionárias, deduzidos de eventuais comparticipações de fundos públicos e de outras comparticipações nos reforços das redes definidos regulamentarmente pela ERSE são considerados para os efeitos da fixação de tarifas de uso da rede;

b) O custo e a construção da ligação desde ponto de receção para ligação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento até ao ponto de interligação são da responsabilidade do titular da licença de produção;

c) No caso de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis de origem ou localização oceânica, o estabelecimento da ligação desde o centro eletroprodutor ou UPAC até ao ponto de interligação incumbe ao operador da RNT, correndo os respetivos custos pelo titular da licença de produção, exceto nos casos de ligações às zonas livres tecnológicas;

d) Se for celebrado acordo entre o requerente e o operador da RESP para construção de novas infraestruturas não previstas no PDIRT, no PDIRD ou para antecipação das ali previstas, ou, ainda, para reforço das já existentes, os respetivos encargos são pagos na totalidade pelo requerente nos termos acordados, dispensando-se, nestes casos, o pagamento do encargo para comparticipação nos reforços de rede definido regulamentarmente pela ERSE.

2 — Os encargos com os investimentos previstos na alínea d) do número anterior podem ser assumidos por um ou vários requerentes que pretendam partilhar entre si os respetivos custos, nos termos a acordar com o operador de rede respetivo, podendo, ainda, ser objeto de pagamento faseado durante o período de vida útil do ativo, desde que seja prestada garantia adequada a liberar em função dos pagamentos efetuados.

3 — Com a entrada em exploração das infraestruturas mencionadas nas alíneas b) a d) do n.º 1 e com a celebração de acordo de transferência de propriedade entre o requerente e o respetivo operador da RESP quando as infraestruturas são construídas ou reforçadas pelo requerente, aquelas integram-se, sem necessidade de qualquer formalidade adicional, no domínio público do concedente e no objeto da concessão, não podendo ser consideradas como ativo a remunerar na parte correspondente ao custo suportado pelo requerente.

4 — Para efeitos do disposto na alínea c) do n.º 1, o requerente e o operador da RNT celebram um acordo cuja minuta deve ser aprovada pela DGEG, devendo observar-se, com as necessárias adaptações e tendo em conta as especificidades das instalações marinhas, o procedimento estabelecido para modalidade de acordo referida na alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º

5 — Nos casos em que se verifiquem atrasos na concretização de reforços internos das redes por razões alheias ao operador da RESP, decorrentes da ligação dos centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, o gestor global do SEN pode definir limitações de volume de produção e o recurso a disparos de grupos em caso de contingências de elementos das redes.

Artigo 54.º

Ligação às redes

1 — A ligação do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento à RESP é feita a expensas do titular do procedimento de controlo prévio quando para seu uso exclusivo, conforme previsto na alínea b) do n.º 1 do artigo anterior.

2 — A construção das infraestruturas previstas na alínea b) do n.º 1 do artigo anterior processa-se nos mesmos termos e condições legalmente estabelecidos para as entidades concessionárias da RNT e da RND, incluindo as previstas no artigo 112.º

3 — No caso de ramais originariamente de uso partilhado por mais de um interessado, os encargos com a construção dos troços de linha comuns são repartidos nos termos a definir no Regulamento das Relações Comerciais.

4 — No caso de utilização superveniente de um ramal por um novo interessado, dentro do período de cinco anos após a sua entrada em exploração, os interessados que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos por aquele, nos termos a definir no Regulamento das Relações Comerciais.

5 — O operador de rede pode propor o sobredimensionamento do ramal de ligação, com o objetivo de obter solução globalmente mais económica para o conjunto das utilizações possíveis do ramal, comparticipando nos respetivos encargos de constituição, nos termos estabelecidos nos números anteriores, por forma a que o interessado apenas suporte os encargos correspondentes à solução necessária para o escoamento da sua produção.

6 — Os operadores da RESP devem propor à ERSE, para inclusão no Regulamento de Relações Comerciais, normas-padrão relativas à assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como ligações às respetivas redes, reforços de rede, melhoria de funcionamento e regras para a aplicação não discriminatória de códigos de rede necessárias para a integração de novos interessados que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis.

7 — Previamente à obtenção da reserva de capacidade de injeção na RESP, os interessados que pretendam injetar na rede eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis podem solicitar, contra pagamento do respetivo serviço com preço regulado pela ERSE, ao operador de rede a que se pretendem ligar uma estimativa do valor dos custos dos elementos de ligação à rede, a realizar pelo respetivo operador, que lhes é fornecida no prazo de 30 dias.

8 — No prazo de 60 dias após a atribuição de título de capacidade de injeção na RESP, o titular, quando a eletricidade provenha de fontes de energia renováveis, pode solicitar ao respetivo operador de rede as informações necessárias para a ligação, incluindo as seguintes:

a) Uma estimativa completa e pormenorizada dos custos associados à ligação;

b) Um calendário indicativo razoável para a ligação à rede proposta.

9 — Após a receção do pedido de informações previsto no número anterior, o operador de rede dispõe dos seguintes prazos, para dar a devida resposta:

a) 90 dias, no caso do ponto de interligação atribuído se estabelecer em instalação existente da respetiva RESP e não implicar, por parte do operador de rede, outras obras para além da ampliação dessa instalação e desde que a mesma disponha de painéis de reserva, equipados ou não;

b) 120 dias, no caso do ponto de interligação atribuído implicar a realização de reforços e desenvolvimento da RESP previstos nos planos de desenvolvimento e investimento das redes.

SECÇÃO IX

Registo prévio

Artigo 55.º

Procedimento de registo prévio

1 — O registo prévio é efetuado na plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º, e observa os seguintes procedimentos:

a) Inscrição do requerente na plataforma, através do preenchimento do formulário disponibilizado por esta;

b) Emissão de recibo atestando a data e hora da apresentação do pedido, após conclusão e validação da inscrição;

c) Após validação da inscrição, pagamento das taxas devidas pelo registo;

d) Ausência de consultas a entidades externas à DGEG, exceto ao operador de rede competente e ao gestor global do SEN;

e) Nos 20 dias subsequentes à validação da inscrição, o ORD pronuncia-se sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis, respeitando a ordem sequencial dos pedidos, confirmando previamente a viabilidade de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RND junto do operador da RNT e do gestor global do SEN, que comunicam a sua avaliação, respetivamente, quanto à capacidade disponível e quanto à segurança do abastecimento, com a antecedência mínima de 10 dias do termo do prazo para a pronúncia do ORD;

f) A pronúncia negativa por ausência de capacidade de injeção na RESP só deve ocorrer caso não seja possível a respetiva atribuição com restrições ou caso o requerente pretenda uma capacidade firme;

g) Após pronúncia do ORD que ateste a existência de capacidade de receção requerida ou decorrido o respetivo prazo sem que tenha havido pronúncia a DGEG procede à respetiva atribuição por ordem de precedência dos pedidos;

h) Até ao final do prazo de recusa do registo prévio, o requerente pode alterar, por uma única vez, a localização da instalação não implicando nova pronúncia do ORD se não alterar o ponto de injeção na RESP;

i) Quando a alteração da localização da instalação implicar nova pronúncia do ORD, esta efetua-se nos termos da alínea e).

2 — O registo prévio pode ser recusado pela DGEG no prazo de 30 dias, após a emissão da pronúncia do ORD ou após decurso do respetivo prazo que a mesma tenha ocorrido, quando se verifique a inobservância dos requisitos legais e regulamentares para o exercício da atividade.

3 — No mesmo prazo referido no número anterior, a DGEG pode estabelecer condições a observar pelo titular do registo que obviam à sua recusa.

4 — Após o decurso do prazo de recusa do registo, é emitido comprovativo de registo prévio, com ou sem condições, que habilita à instalação do centro eletroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento, o qual é comunicado, de modo automático, ao ORD e ao gestor global do SEN.

5 — No prazo de cinco dias após emissão do comprovativo referido no número anterior a DGEG liberta a caução prestada nos termos previstos no artigo 13.º

6 — Estão dispensadas de novo registo, ficando sujeitas a mero averbamento, as alterações ao registo que não constituem uma alteração substancial.

7 — 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.

8 — A alteração pode estar sujeita à realização de nova inspeção, nos termos definidos no despacho previsto no n.º 10, seguindo-se os termos estabelecidos no artigo 57.º

9 — A alteração da titularidade do registo até à emissão do certificado de exploração segue o disposto no artigo 36.º com as necessárias adaptações, excetuando os casos de autoconsumo.

10 — A operacionalização do procedimento de registo prévio, bem como as normas técnicas aplicáveis e os documentos instrutórios necessários são aprovados por despacho do diretor-geral da DGEG, após audição dos operadores da RESP, no prazo de 30 dias após a publicação do presente decreto-lei, e são publicitados no sítio na Internet da DGEG.

11 — Os procedimentos de registo prévio não podem exceder, no seu conjunto, os seguintes limites:

a) De um mês, para as unidades de produção de fonte solar com uma potência instalada igual ou inferior a 100 kW;

b) De três meses, para as restantes unidades de produção de fonte solar e armazenamento de energia, incluindo as unidades integradas em edifícios e em estruturas artificiais, com exceção das superfícies de massas de água artificiais;

c) De dois anos, para o reequipamento dos projetos de energias renováveis *offshore*.

12 — Nos termos e para os efeitos do disposto na alínea a) do número anterior:

a) Os prazos referidos nos n.os 1, 2, 3 e 7 são reduzidos para metade;

b) Na falta de emissão da decisão no prazo determinado para o procedimento de registo prévio, ocorre o deferimento tácito, contanto que a potência instalada não exceda a capacidade existente de ligação à rede de distribuição.

13 — O disposto na alínea b) do n.º 11 aplica-se desde que o objetivo principal das referidas estruturas artificiais não consista na conversão de energia solar ou no armazenamento de energia.

14 — O prazo referido na alínea c) do n.º 11 pode ser prorrogado, por despacho do diretor-geral da DGEG, pelo período máximo de três meses, mediante a verificação fundamentada de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos.

15 — Os requerentes são notificados, em sede de audiência dos interessados nos termos previstos no Código do Procedimento Administrativo, sobre a prorrogação dos prazos nos termos do número anterior.

Artigo 56.º

Cumulação de pedidos de registo

1 — Nos casos em que o centro eletroprodutor ou instalação de armazenamento objeto do pedido de registo prévio diste menos de 2 km face a eletroprodutor ou instalação de armazenamento que já tenha obtido o devido registo, o pedido segue o procedimento de controlo prévio determinado pela junção da capacidade instalada requerida com a capacidade instalada concedida ao abrigo do registo prévio anteriormente concedido.

2 — O disposto no número anterior é aplicável nos casos em que o interessado tenha alterado a localização do centro eletroprodutor ou da instalação de armazenamento, nos termos da alínea h) do n.º 1 do artigo anterior.

Artigo 57.º

Certificação e ligação à rede elétrica de serviço público

1 — A instalação do centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento é efetuada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnico responsável pela execução de instalações elétricas, habilitados nos termos da legislação aplicável.

2 — Após a instalação, o titular do registo solicita à entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular a realização de inspeção destinada a verificar a conformidade da instalação com as normas legais e regulamentares aplicáveis, mediante preenchimento de formulário na plataforma informática prevista no artigo 15.º, nos termos definidos no despacho previsto no n.º 10 do artigo 55.º

3 — A inspeção referida no número anterior é efetuada pela entidade inspetora de instalações elétricas independentemente do nível de tensão a que se efetua a ligação à RESP.

4 — A apresentação e o pagamento do pedido referido no n.º 2 determina a emissão de certificado de exploração provisório, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

5 — No prazo de 10 dias após a submissão do relatório de inspeção que ateste a conformidade da instalação, se não for recusada a emissão do certificado, considera-se o mesmo atribuído e autorizada a ligação definitiva à rede.

6 — Para efeito do disposto no número anterior, a plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º emite, automaticamente, o certificado de exploração em nome do requerente que autoriza a ligação à rede a título definitivo.

7 — Após estabelecimento da ligação à rede, o ORD insere a respetiva data na plataforma eletrónica a que se refere o número anterior.

8 — O titular do registo está obrigado a realizar inspeções periódicas, de oito em oito anos, ao centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento recorrendo, para o efeito, a uma entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular.

9 — Os relatórios de inspeção são comunicados à DGEG mediante a respetiva inserção na plataforma eletrónica a que se refere o n.º 6.

10 — O não cumprimento do disposto no n.º 8 por causa imputável ao titular do registo conduz à sua revogação pela DGEG nos termos do disposto no n.º 4 do artigo seguinte.

11 — As regras e orientações metodológicas associadas às inspeções periódicas são definidas no regulamento previsto no artigo 245.º e objeto de publicação pela DGEG no seu sítio na Internet.

Artigo 58.º

Cessação do registo

1 — O registo cessa os seus efeitos por caducidade ou revogação.

2 — O registo caduca quando:

a) Não forem pagas as taxas devidas no prazo estabelecido;

b) Não for apresentado pedido de certificado de exploração no prazo máximo de nove meses após a emissão do comprovativo do registo ou no prazo de 18 meses no caso de centrais hidroelétricas, salvo nos casos em que ocorra atraso na disponibilização das condições de ligação à RESP por parte do operador da RESP caso em que a DGEG determina a suspensão do prazo pelo período correspondente;

c) O respetivo titular renunciar ao registo.

3 — O prazo estabelecido na alínea b) do número anterior deve ser prorrogado, a pedido do requerente, pela entidade licenciadora por metade do prazo ali estabelecido, nos termos no n.º 5 do artigo 14.º ou, sem limite de tempo, por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia em circunstâncias excecionais e mediante pedido do requerente devidamente justificado.

4 — O registo é revogado pela DGEG após audiência prévia do respetivo titular nos termos do CPA, quando a atividade estiver a ser exercida em desconformidade com as normas legais e regulamentares e o titular não tenha adotado, no prazo que lhe tiver sido fixado, as recomendações da DGEG para reposição da legalidade.

SECÇÃO X

Comunicação prévia

Artigo 59.º

Procedimento de comunicação prévia

1 — A atividade realizada ao abrigo de comunicação prévia observa as normas legais e regulamentares aplicáveis.

2 — O procedimento de comunicação prévia é efetuado através de plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º, e observa o seguinte:

a) Inscrição do requerente na plataforma, através do preenchimento do formulário disponibilizado por esta;

b) Inserção dos documentos instrutórios;

c) Emissão, de forma automática, do comprovativo de apresentação da comunicação prévia que atesta a data e hora da apresentação da comunicação prévia.

3 — Após obtenção do comprovativo de apresentação da comunicação prévia, o interessado está habilitado a proceder à instalação.

4 — A entrada em funcionamento é registada, pelo interessado, na plataforma eletrónica a que se refere o n.º 2 e é acompanhada da entrega de termo de responsabilidade subscrito por técnico habilitado que ateste que a instalação respeita as normas legais e regulamentares aplicáveis.

5 — Nos casos em que esteja prevista injeção de eletricidade na RESP, a DGEG solicita ao ORD a indicação das condições de ligação à RESP, no prazo de 30 dias após a obtenção do comprovativo de apresentação da comunicação prévia.

6 — O ORD disponibiliza as condições de ligação à RESP e respetivo orçamento nos 60 dias subsequentes à solicitação realizada nos termos do número anterior.

7 — O cumprimento das condições estabelecidas pelo ORD é atestado mediante termo de responsabilidade subscrito por técnico habilitado, o qual é inserido na plataforma eletrónica a que se refere o n.º 2.

8 — O ORD regista na plataforma eletrónica a que se refere o n.º 2 a data da entrada em funcionamento.

9 — As alterações à comunicação prévia são sujeitas a averbamento a realizar na plataforma eletrónica a que se refere o n.º 2.

10 — A operacionalização do procedimento de comunicação prévia, bem como as normas técnicas aplicáveis e os documentos instrutórios necessários, são aprovadas por despacho do diretor-geral da DGEG, no prazo de 60 dias após a publicação do presente decreto-lei, e são publicitadas no sítio na Internet da DGEG.

Artigo 60.º

Imposição de medidas

1 — Quando verifique que há desconformidade com normas legais ou regulamentares aplicáveis a DGEG pode:

a) Determinar a adoção de medidas necessárias à reposição da legalidade da instalação;

b) Determinar a cessação de efeitos da comunicação prévia.

2 — A cessação da comunicação prévia é precedida de audiência do interessado nos termos do CPA.

Artigo 61.º

Cessação dos efeitos da comunicação prévia

Os efeitos da comunicação prévia cessam por:

a) Renúncia do titular, a efetuar na plataforma eletrónica;

b) Determinação da DGEG, nos termos do disposto no artigo anterior.

Artigo 62.º

Procedimento de controlo prévio

1 — O sobre-equipamento e o reequipamento de centro eletroprodutor constituem uma alteração não substancial do título de controlo prévio preexistente e seguem o procedimento estabelecido para a respetiva alteração.

2 — O procedimento de controlo prévio referido no número anterior não pode exceder o limite de um ano, a contar do respetivo pedido, para o reequipamento de centros eletroprodutores de energia renovável e para as instalações de armazenamento de energia, bem como para as respetivas infraestruturas de ligação.

3 — O prazo referido no número anterior pode ser prorrogado por despacho do diretor-geral da DGEG, pelo período máximo de três meses, mediante a verificação fundamentada de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos, com impacto, designadamente, na segurança e fiabilidade da RESP.

4 — Para o efeito do presente artigo aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto no n.º 9 do artigo 14.º e nos n.os 2 e 3 do artigo 42.º, na redação introduzida pelo presente decreto-lei.

5 — O sobre-equipamento e reequipamento podem ser requeridos após a emissão da licença de produção ou título de registo prévio e previamente à emissão da licença de exploração ou certificado de exploração não constituindo, neste caso, um procedimento autónomo de alteração do título de controlo prévio, ficando sujeito a averbamento.

6 — O reequipamento de centro eletroprodutor de fonte primária solar ou eólica não está sujeito a procedimento de apreciação prévia e decisão de sujeição a AIA, ou a procedimento de AIA estabelecidos no respetivo regime jurídico, quando o reequipamento se implemente na área do centro eletroprodutor preexistente e cumpra as condições aplicáveis impostas nas decisões ambientais ou licenças anteriormente emitidas.

SECÇÃO XI

Sobre-equipamento, reequipamento, híbridos e hibridização

SUBSECÇÃO I

Sobre-equipamento

Artigo 63.º

Energia adicional

1 — Os centros eletroprodutores eólicos podem injetar, na rede a que se encontrem ligados, a energia adicional resultante do respetivo título de controlo prévio, nos termos do presente decreto-lei, do Regulamento das Redes e dos regulamentos aplicáveis emitidos pela ERSE.

2 — O operador de rede a que se encontre ligado o centro eletroprodutor, em coordenação com o gestor global do SEN, define, no acordo de ligação, as condições técnicas a que fica sujeita a injeção da energia adicional, por forma a prevenir eventuais quebras do fornecimento ou a instabilidade na rede.

3 — A potência de ligação mantém-se inalterada não obstante a injeção da energia adicional.

Artigo 64.º

Energia do sobre-equipamento

1 — Todos os centros eletroprodutores de fontes de energia renováveis, excluindo os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, podem ser sobre-equipados.

2 — Nos casos referidos no número anterior, a potência de ligação atribuída ao centro eletroprodutor mantém-se inalterada, não obstante o sobre-equipamento e a injeção na rede da energia do sobre-equipamento.

Artigo 65.º

Interrupção da injeção da energia adicional e da energia do sobre-equipamento

1 — Sempre que se revele necessário para assegurar a segurança e fiabilidade da rede ou a qualidade de serviço, o gestor global do SEN dá instruções diretas para que o titular do centro eletroprodutor interrompa, no todo ou em parte, a injeção da energia adicional ou da energia do sobre-equipamento.

2 — As instruções de interrupção são de cumprimento obrigatório, devendo especificar o prazo da interrupção, valor de potência máxima a injetar pelo centro eletroprodutor e, se for o caso, as demais obrigações técnicas a observar.

3 — Para efeito do disposto nos números anteriores, o centro eletroprodutor deve estar equipado com os meios de comunicação, medição e controlo necessários e adequados, para que possa receber as instruções de interrupção do gestor global do SEN, diretamente ou através do centro de despacho do centro eletroprodutor.

4 — Em caso de incumprimento das instruções de interrupção pelo titular do centro eletroprodutor, o gestor global do SEN pode interromper a injeção da energia elétrica proveniente do centro eletroprodutor durante o período em que as condições determinantes da interrupção se mantiverem.

5 — A energia injetada em violação das instruções referidas nos números anteriores está sujeita às penalizações previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), aprovado pela ERSE.

Artigo 66.º

Remuneração da energia do sobre-equipamento

A energia do sobre-equipamento é remunerada nos termos do disposto no artigo 17.º

Artigo 67.º

Faturação da energia adicional

1 — A energia adicional é determinada em cada período de 15 minutos, pela diferença positiva entre a energia efetivamente entregue à rede e a que resulte da calculada a partir da potência de ligação nesse período.

2 — Quando o centro eletroprodutor beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração, ao valor total da energia mensal registada no contador é deduzida a energia adicional, calculada nos termos previstos no número anterior, sendo o valor obtido remunerado de acordo com o regime remuneratório em que se enquadre o centro eletroprodutor.

3 — A energia injetada em violação de instruções de interrupção é faturada, até ao limite da potência de ligação, pela entidade obrigada à respetiva aquisição a nível continental ao titular do centro eletroprodutor pelo valor correspondente a duas vezes o valor unitário que lhe corresponda, devendo o montante da penalização ser deduzido, por encontro de contas, no pagamento imediatamente seguinte.

4 — Os operadores de rede e o gestor global do SEN devem informar o CUR das instruções de interrupção que não forem cumpridas, fornecendo-lhe os detalhes necessários para efeitos do cumprimento do disposto no número anterior.

Artigo 68.º

Faturação da energia do sobre-equipamento

1 — A faturação da energia do sobre-equipamento entregue à rede é feita separadamente da energia produzida pelo centro eletroprodutor que se encontre sobre-equipado.

2 — O titular do centro eletroprodutor sobre-equipado e o titular do sobre-equipamento juridicamente separado devem partilhar toda a informação relevante para a faturação em separado da eletricidade injetada por ambos.

3 — Os dados e informação estatística são prestados à DGEG pelo titular do centro eletroprodutor sobre-equipado, nos termos legalmente previstos, devendo ser sempre indicada a totalidade da energia produzida e individualizar a parte relativa à energia do sobre-equipamento.

Artigo 69.º

Separação jurídica do sobre-equipamento

1 — O sobre-equipamento pode ser juridicamente separado do centro eletroprodutor preexistente, sendo averbado, no título de controlo prévio preexistente, em nome de pessoa jurídica distinta do titular do centro eletroprodutor a sobre-equipar que por este seja dominada.

2 — Para os efeitos do disposto no número anterior, o titular do centro eletroprodutor apresenta à entidade licenciadora um contrato celebrado entre si e a pessoa jurídica que preencha os requisitos do número anterior.

3 — O contrato referido no número anterior deve definir os termos e condições da separação jurídica do sobre-equipamento, nomeadamente, os direitos e obrigações de cada uma das partes no respeitante à produção de eletricidade, à injeção de eletricidade na rede, à contagem e faturação, à propriedade das instalações e equipamentos e à partilha de informações.

4 — Cabe aos titulares do centro eletroprodutor e do sobre-equipamento autónomo assegurar o regular funcionamento das respetivas instalações, em conformidade com a lei e os regulamentos aplicáveis e as boas regras da indústria, bem como o cumprimento das instruções de interrupção, o pagamento da energia consumida pelos serviços auxiliares, o controlo da energia reativa transitada pelo ponto de receção e o pagamento dos respetivos desvios à programação.

5 — O titular do centro eletroprodutor e o titular do sobre-equipamento autónomo respondem solidariamente perante as entidades licenciadoras e fiscalizadoras, os operadores de rede ou o gestor global do SEN em tudo o que respeite ao cumprimento dos deveres e obrigações legais e regulamentares decorrentes do controlo prévio e inerentes à instalação e exploração do sobre-equipamento e respetiva ligação à rede.

6 — Cabe ao titular do centro eletroprodutor assegurar a interlocução perante as entidades referidas no número anterior, salvo em situações de manifesta impossibilidade do mesmo onde o titular do sobre-equipamento autónomo o substitui nesse papel.

7 — A integração completa do sobre-equipamento juridicamente separado no centro eletroprodutor que serviu de base àquele, bem como a transformação do sobre-equipamento juridicamente separado em centro eletroprodutor independente do que serviu de base ao sobre-equipamento, constituem alterações ao título de controlo prévio e seguem o respetivo procedimento.

8 — A cessação dos efeitos do título de controlo prévio pode restringir-se ao sobre-equipamento ou ao centro sobre-equipado.

9 — Quando cesse o contrato referido no n.º 2 e não ocorra, nos 30 dias subsequentes à respetiva cessação, a integração ou a transformação prevista no n.º 7, cessam os efeitos do título de controlo prévio relativamente ao sobre-equipamento.

10 — Quando a cessação dos efeitos do título de controlo prévio do centro eletroprodutor preexistente dê origem à transformação do sobre-equipamento juridicamente separado em centro eletroprodutor independente, é assegurada a capacidade de injeção na RESP relativa ao sobre-equipamento, ficando a capacidade remanescente disponível para nova atribuição.

11 — No caso referido no número anterior, a DGEG emite novo título de controlo prévio e um novo título de reserva de capacidade em nome do titular do novo centro eletroprodutor.

Artigo 70.º

Intransmissibilidade

Salvo o disposto no artigo anterior, a instalação de sobre-equipamento não é suscetível de transmissão autónoma relativamente ao centro eletroprodutor preexistente, mesmo nos casos de sobre-equipamento juridicamente separado, exceto quando tal transmissão se efetive no quadro de operações de reestruturação de grupos que não impliquem alteração do beneficiário efetivo registado no RCBE.

SUBSECÇÃO II

Reequipamento

Artigo 71.º

Potência instalada e potência de ligação

1 — Todos os centros eletroprodutores de fontes de energia renováveis podem ser reequipados.

2 — Com o reequipamento total do centro eletroprodutor, excluindo os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, a potência de ligação é acrescida, por uma única vez, até um máximo de 20 % da potência de ligação inicialmente atribuída.

3 — 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.

4 — No caso referido no artigo anterior, o operador da RESP competente determina a alternativa que melhor garanta a segurança e fiabilidade da RESP.

5 — Sem prejuízo dos acréscimos de potência de ligação atribuídos, a aplicação do disposto no n.º 2 cessa quando forem atingidas as metas indicadas no PNEC 2030 para a respetiva fonte primária.

Artigo 72.º

Interrupção da injeção da energia do reequipamento

1 — Sempre que se revele necessário para assegurar a segurança e fiabilidade da rede ou a qualidade de serviço, o gestor global do SEN dá instruções diretas para que o titular do centro eletroprodutor interrompa, no todo ou em parte, a injeção da energia produzida pelo reequipamento.

2 — A interrupção segue o disposto nos n.os 2 a 5 do artigo 65.º

3 — A energia correspondente ao acréscimo de potência de ligação decorrente do reequipamento, transacionada nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, participa obrigatoriamente no mercado de 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, de acordo com as regras a serem estabelecidas no MPGGS.

4 — O disposto no número anterior é aplicado pelo gestor global do SEN ao agente de mercado que transacione nos mercados organizados a energia correspondente ao acréscimo de potência de ligação decorrente do reequipamento em representação do titular do centro eletroprodutor.

5 — O agente de mercado referido no número anterior tem a obrigação de apresentar as ofertas junto do gestor global do SEN, de acordo com o estabelecido no MPGGS.

Artigo 73.º

Remuneração da energia do reequipamento

1 — A energia injetada na RESP que corresponda ao acréscimo de potência de ligação decorrente do reequipamento é remunerada nos termos do disposto no artigo 17.º

2 — 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 nos termos e prazos definidos na sua atribuição à eletricidade injetada na RESP correspondente à potência de ligação inicial.

3 — A DGEG, em articulação com o gestor global do SEN e com os operadores de rede, operacionaliza a metodologia de contagem da eletricidade tendo em vista a aplicação dos diferentes regimes remuneratórios nos termos do disposto nos números anteriores.

SUBSECÇÃO III

Híbridos e hibridização

Artigo 74.º

Procedimento de controlo prévio de híbridos e hibridização

1 — Os híbridos e a hibridização seguem os procedimentos de controlo prévio estabelecidos no artigo 11.º

2 — Sem prejuízo da utilização do mesmo ponto de receção na RESP, na hibridização o título de controlo prévio subsequente identifica expressamente a capacidade de injeção na RESP alocada à nova unidade de produção e implica a alteração em conformidade do título de reserva de capacidade de injeção na RESP preexistente, a promover pela DGEG ou, casos de modalidade de acordo com o operador da RESP, pelo respetivo operador.

3 — Nos casos em que a hibridização ocorra em centro eletroprodutor ou UPAC que disponha de título de utilização dos recursos hídricos ou de título de utilização do espaço marítimo, o título de controlo prévio subsequente pode subsistir, para além do título de controlo prévio preexistente, com a capacidade de injeção respetiva desde que seja assegurada a prioridade de injeção ao centro eletroprodutor preexistente.

4 — O disposto no número anterior não prejudica a caducidade do subsequente título de controlo prévio decorrente da extinção do título de utilização dos recursos hídricos ou de título de utilização do espaço marítimo nos casos em que a hibridização deles careça.

5 — No procedimento de controlo prévio referido nos números anteriores, a entidade licenciadora informa o requerente dos elementos instrutórios já entregues e existentes no âmbito do procedimento de controlo prévio inicial que se mantêm válidos.

6 — A hibridização através de novas unidades de armazenamento está sujeita ao procedimento previsto no n.º 3 do artigo 79.º

Artigo 75.º

Separação na hibridização

A hibridização pode ser concedida a requerente distinto do titular do centro eletroprodutor ou UPAC a hibridizar, ainda que não em relação de domínio com este, aplicando-se com as necessárias adaptações o estabelecido no artigo 69.º

Artigo 76.º

Cessação dos títulos de controlo prévio na hibridização

1 — A cessação dos títulos de controlo prévio preexistente e subsequente ocorre nos termos definidos no presente decreto-lei para a forma de procedimento que lhes corresponda.

2 — Sem prejuízo do disposto nos n.os 3 e 4 do artigo 74.º, com a cessação dos efeitos do título de controlo prévio preexistente, é assegurada a capacidade de injeção na RESP identificada no título de controlo prévio subsequente.

3 — No caso referido no número anterior, é emitido pela DGEG título de reserva de capacidade em nome do titular da nova unidade de produção.

4 — No caso referido no n.º 2, a capacidade de injeção na RESP remanescente fica disponível para nova atribuição nos termos do presente decreto-lei.

5 — A cessação do título de controlo prévio subsequente nos termos previstos no presente decreto-lei é averbada ao título de controlo prévio preexistente, que mantém o título de reserva de capacidade de injeção na RESP que lhe corresponde.

Artigo 77.º

Obrigação de injeção prioritária na rede elétrica de serviço público

1 — Na hibridização, o titular de centro eletroprodutor preexistente que beneficie de um regime remuneratório estabelecido em procedimento concorrencial nos termos previstos no presente decreto-lei ou, se aplicável, de um regime de remuneração garantida ou de outro regime bonificado de apoio à remuneração atribuída ao abrigo de legislação anterior, assegura a prioridade de injeção na RESP da totalidade da eletricidade que o centro eletroprodutor pode produzir de acordo com o perfil de geração da respetiva instalação.

2 — A metodologia e as regras técnicas a adotar para assegurar o previsto no número anterior, bem como as penalizações a aplicar, são definidas por despacho do diretor-geral da DGEG a publicitar no respetivo sítio na Internet.

Artigo 78.º

Transmissão do título de controlo prévio emitido no âmbito da hibridização

1 — À transmissão autónoma do título de controlo prévio subsequente emitido no âmbito da hibridização, aplica-se o disposto no presente decreto-lei sobre transmissão de títulos de controlo prévio, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — A transmissão referida no número anterior depende de autorização do titular do centro eletroprodutor ou UPAC preexistente, a qual contém o acordo e as condições estabelecidas para a utilização da capacidade de injeção na RESP pelo transmissário.

3 — O título de capacidade de injeção na RESP mantém-se na titularidade do titular do centro eletroprodutor ou UPAC preexistente, cessando os efeitos com a cessação do título de controlo prévio preexistente, nos termos determinados do presente decreto-lei, sem prejuízo do disposto no artigo 76.º

SECÇÃO XII

Armazenamento

Artigo 79.º

Procedimento de controlo prévio

1 — Nos casos em que a produção de eletricidade seja acompanhada de armazenamento, o procedimento de controlo prévio aplicável à produção incorpora a atividade de armazenamento.

2 — A atividade de armazenamento exercida de modo autónomo é sujeita a um procedimento de controlo prévio próprio nos termos do disposto no artigo 11.º

3 — A atividade de armazenamento está sujeita ao procedimento de verificação prévia de capacidade de carregamento através da RESP, pelo operador de rede competente e pelo gestor global do SEN.

4 — Para efeitos do disposto do número anterior, a entidade licenciadora solicita parecer ao operador de rede competente e ao gestor global do SEN, que determina o valor máximo de potência aparente permitido para o carregamento a partir da RESP das respetivas unidades de armazenamento.

Artigo 80.º

Serviços de sistema

1 — O titular de uma instalação de armazenamento pode prestar vários serviços de sistema em simultâneo, quando tecnicamente viável, nos termos do MPGGS.

2 — Os operadores da rede podem, nos termos do n.º 4 do artigo 110.º, deter e explorar instalações de armazenamento de eletricidade destinados prioritariamente à prestação de serviços de sistema, garantia da segurança e fiabilidade das redes, contribuindo para a sincronização dos diferentes componentes do SEN.

3 — Os operadores da rede podem disponibilizar a terceiros, onerosamente e em termos a regulamentar pela ERSE, a capacidade de armazenamento não utilizada para cumprimento dos objetivos prioritários indicados no número anterior.

SECÇÃO XIII

Produção para autoconsumo

Artigo 81.º

Procedimento de controlo prévio da produção para autoconsumo

1 — O autoconsumo, individual ou coletivo, está sujeito aos procedimentos de controlo prévio previstos no artigo 11.º

2 — No âmbito do procedimento de controlo prévio, os títulos são emitidos no autoconsumo individual ao respetivo autoconsumidor e, no caso de autoconsumo coletivo, ao condomínio representado pelo respetivo administrador, à EGAC em representação dos autoconsumidores ou, caso existam, à CER ou à CCE.

3 — A integração ou exclusão dos autoconsumidores nos respetivos títulos de controlo prévio, nos casos de ACC, efetua-se mediante comunicação na plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º e dá lugar a averbamento, a efetuar pela DGEG, ao respetivo título.

4 — A consulta ao operador da RESP, prevista nos procedimentos de controlo prévio aplicáveis está dispensada, exceto quando se prevê a possibilidade de injeção de potência na RESP e esta exceda:

a) 50 % da potência contratada da(s) IU com perfil de consumo em BTN e 50 % da potência requisitada da(s) IU para outros perfis de consumo; e

b) 30 kVA, quando ligado a redes de distribuição em BT ou 100 kVA, quando ligado à RND ou à RNT.

5 — A dispensa de intervenção do operador da RESP prevista no número anterior só é aplicável até se esgotar a capacidade de injeção na RESP a disponibilizar às UPAC que não disponham de título de reserva de capacidade de injeção nos termos previstos no número seguinte.

6 — A reserva de capacidade de injeção na RESP referida no número anterior é estabelecida por quota fixada anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia, em simultâneo com a quota referida no n.º 2 do artigo 20.º

Artigo 81.º-A

Certificado de exploração para UPAC

1 — O processo de certificação de UPAC obedece ao disposto no artigo 57.º, com exceção do prazo previsto no n.º 4, sendo o certificado de exploração emitido automaticamente, nos termos do n.º 5 do mesmo artigo.

2 — Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, cabe à DGEG verificar o cumprimento dos procedimentos e condições necessários à obtenção do certificado de exploração, podendo auditar quaisquer procedimentos, até dois anos após a sua conclusão.

3 — Caso identifique alguma irregularidade ocorrida no procedimento de certificação, a DGEG notifica o titular do certificado para que regularize a situação no prazo máximo de 30 dias, sob pena de, não o fazendo, ser tal certificado revogado.

4 — O prazo referido no número anterior pode ser prorrogado por uma vez, a pedido do titular do certificado.

Artigo 82.º

Alterações ao procedimento de controlo prévio da produção para autoconsumo

1 — Constituem alterações substanciais ao procedimento de controlo prévio as seguintes situações:

a) A mudança de local da UPAC, quando não se mantenham as condições de ligação à RESP;

b) A alteração de potência instalada, quando determine a alteração da forma de controlo prévio, exceto, no caso de UPAC com potência instalada superior a 1 MW, quando a alteração não ultrapasse 20 % da potência instalada e desde que respeitada a capacidade máxima de injeção na RESP fixada no título de controlo prévio.

2 — Quando as alterações não configurem uma alteração substancial, seguem-se os procedimentos estabelecidos para alteração do título de controlo prévio ficando sujeitas à realização de nova inspeção as seguintes alterações:

a) Mudança de local da UPAC;

b) Alteração da potência instalada que não exceda os limiares da alínea b) do número anterior.

3 — A inspeção é realizada nos termos definidos no procedimento de controlo prévio e é inserida na plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º, sob pena de rejeição da alteração.

Artigo 83.º

Proximidade

1 — A proximidade entre as UPAC e a(s) IU constitui um requisito para o exercício da atividade de produção para autoconsumo.

2 — Para efeitos do presente decreto-lei, entendem-se abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e a(s) IU ligadas por linha direta ou rede interna ou, quando operem através da RESP nos diferentes níveis de tensão, desde que cumpram uma das seguintes condições:

a) Quando, no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou

b) Estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT; ou

c) Quando não estejam ligadas na mesma subestação, não ultrapassem a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

3 — Para além dos casos referidos no número anterior, a relação de proximidade pode ainda ser aferida, caso a caso, pela DGEG, tendo em consideração os elementos de natureza técnica pertinentes, bem como critérios de otimização energética, no âmbito da prestação de serviços públicos essenciais ou do desenvolvimento de estratégias territoriais de âmbito municipal ou regional.

4 — As distâncias indicadas nas alíneas a) e b) do n.º 2 são aumentadas para o dobro, caso as UPAC, as IU e as instalações de armazenamento se situem em territórios de baixa densidade.

Artigo 84.º

Entidades instaladoras de unidade de produção para autoconsumo

1 — A instalação de UPAC com potência instalada superior a 700 W é obrigatoriamente executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas, nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, e do Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, ambos na sua redação atual.

2 — Excetua-se do disposto no número anterior a UPAC composta por equipamentos que não careçam de instalação, desde que se encontrem certificados nos termos do disposto nos n.os 2 e seguintes do artigo 96.º e disponham de capacidade instalada inferior a 1,5 kW.

3 — A entidade instaladora ou o técnico responsável, conforme aplicável, deve assegurar que os equipamentos a instalar estão certificados nos termos do artigo 96.º

4 — A entidade instaladora ou o técnico responsável, conforme aplicável, deve assegurar que a UPAC se encontra isenta de controlo prévio ou devidamente registada ou licenciada, nos termos do presente decreto-lei, consoante aplicável.

5 — A instalação pode ser efetuada previamente à realização de contrato de fornecimento definitivo de energia elétrica da IU.

6 — A entidade instaladora deve declarar na plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º as UPAC instaladas, indicando a potência instalada, a tecnologia utilizada e a freguesia e concelho de localização.

Artigo 85.º

Instalação de unidade de produção para autoconsumo em partes comuns de edifício

1 — O registo para instalação de UPAC em nome de condomínios, no âmbito da atividade de ACC, bem como o eventual recurso a financiamento pelo condomínio e respetivas condições, seguem o regime previsto nos artigos 1425.º e 1426.º do Código Civil, aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 47344, de 25 de novembro de 1966, na sua redação atual.

2 — No caso de autoconsumidor, que seja proprietário, arrendatário ou detentor que, no âmbito da atividade em ACI, pretenda a instalação de UPAC em parte comum de edifício não afeta ao seu uso exclusivo, deve proceder a comunicação prévia à administração do condomínio com uma antecedência de pelo menos 60 dias sobre a data pretendida para a instalação e ao proprietário quando aplicável.

3 — A comunicação prévia referida no número anterior contém todas as informações necessárias ao conhecimento do projeto.

4 — A administração do condomínio ou o proprietário, quando aplicável, podem opor-se à instalação de UPAC em parte comum do edifício, no prazo de 20 dias a contar da receção da comunicação prévia:

a) Quando a instalação da UPAC prejudique a linha arquitetónica do edifício;

b) Quando o dimensionamento da UPAC restrinja de forma desproporcional os direitos de outros condóminos;

c) Quando a dimensão ou localização da UPAC impeça ou dificulte significativamente o acesso a outros equipamentos;

d) Quando a instalação da UPAC coloque em risco a segurança de pessoas e bens.

5 — Da oposição da administração do condomínio cabe recurso para a assembleia de condomínio, a convocar no menor prazo possível, nunca superior a 30 dias após solicitação da sua realização.

6 — Na omissão de resposta da administração do condomínio, ou do proprietário quando aplicável, a comunicação prévia é título bastante para a ocupação da parte comum do edifício.

7 — O desmantelamento de UPAC instalada em parte comum do edifício é precedida de comunicação prévia à administração do condomínio e ao proprietário quando aplicável, com uma antecedência de pelo menos 60 dias sobre a data pretendida para o desmantelamento.

8 — O desmantelamento de UPAC assegura a reposição da parte comum do edifício em que se encontrava instalado às suas condições originais.

9 — O disposto no presente artigo é aplicável, com as necessárias adaptações, à ocupação, por dois ou mais consumidores, de parte comum de edifício não afeta ao seu uso exclusivo, com vista à instalação de UPAC para ACC.

Artigo 86.º

Autoconsumo coletivo

1 — Os autoconsumidores que participem num ACC têm um regulamento interno que é comunicado à DGEG, no prazo máximo de três meses após a entrada em funcionamento da UPAC, e que define, pelo menos, os requisitos de acesso de novos membros e saída de participantes existentes, as maiorias deliberativas exigíveis, o modo de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo e o pagamento das tarifas devidas, bem como o destino dos excedentes do autoconsumo e a política de relacionamento comercial a adotar e, se for caso disso, a aplicação da respetiva receita.

2 — Os autoconsumidores que participem em ACC devem designar a EGAC, à qual compete a prática dos atos de gestão operacional da atividade corrente, incluindo a gestão da rede interna, quando exista, a articulação com a plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º, a ligação com a RESP e articulação com os respetivos operadores, nomeadamente em matéria de partilha da produção e respetivos coeficientes, quando aplicável, o relacionamento comercial a adotar para os excedentes, bem como outros que lhe sejam cometidos pelos autoconsumidores.

3 — Nos casos de constituição de CER ou CCE, as funções da EGAC são, respetivamente, desempenhadas pelas comunidades ou por outra entidade em quem aqueles deleguem essas funções.

4 — Os autoconsumidores que participem num ACC, CER ou CCE respondem conjuntamente pelo cumprimento dos deveres e obrigações estabelecidos no presente decreto-lei e demais regulamentação aplicável.

Artigo 87.º

Partilha de energia

1 — A EGAC, nos casos em que a UPAC está ligada à RESP, diretamente ou através de uma rede interna, deve comunicar ao operador de rede, através da plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º, qual o modo de partilha pretendido para a repartição da produção da UPAC pelos autoconsumidores participantes no ACC e suas alterações, considerando-se que, na falta dessa comunicação, o operador de rede procede à repartição por rateio a cada IU com base no consumo medido, no período temporal definido na regulamentação da ERSE.

2 — Os modos de partilha referidos no número anterior, podem ser baseados:

a) Em coeficientes fixos diferenciados, entre outros, por dias úteis e feriados ou fins de semana que podem ou não tomar em conta as estações do ano;

b) Em coeficientes variáveis definidos com base em critérios, na hierarquização, no consumo medido em cada período no período temporal definido na regulamentação da ERSE;

c) Na combinação de qualquer uma das modalidades referidas nas alíneas anteriores, nos termos da regulamentação da ERSE.

3 — A partilha de energia pode, ainda, ser efetuada com base em sistemas específicos de gestão dinâmica, que possibilitem a monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia, em tempo real, com vista à otimização dos fluxos energéticos.

4 — Para efeito da gestão dinâmica os sistemas a adotar devem:

a) Ter acesso aos dados necessários do operador de rede para o seu correto funcionamento e operacionalização, nomeadamente as leituras dos contadores;

b) Providenciar ao operador de rede, a energia partilhada com cada membro do autoconsumo, ou o respetivo coeficiente de partilha, para dedução ao consumo medido nos equipamentos de medição;

c) Assegurar a interoperabilidade com os sistemas do operador da rede, mediante disponibilização aos interessados dos requisitos necessários para o efeito.

5 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, a partilha de energia efetuada com base em sistemas específicos de gestão dinâmica, bem como a implementação da sua interoperabilidade é objeto de regulamentação da ERSE, ouvida a DGEG.

6 — No ACC e, salvo no caso de novas adesões ou saídas, os modos de partilha da energia produzida são alterados nos termos da regulamentação da ERSE.

7 — Os sistemas do operador de rede são adaptados no prazo de seis meses de modo a permitirem a medição do consumo a que se refere o n.º 1, cabendo à ERSE definir o modelo de partilha referido na alínea a) do n.º 2.

8 — Quando a comunicação do modelo de partilha tenha impactos na faturação de cada autoconsumidor, o operador de rede executa-a no período de faturação imediatamente subsequente ao da formação expressa ou tácita da sua aceitação.

9 — O operador de rede deve disponibilizar:

a) As informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes no autoconsumo, nos termos da regulamentação da ERSE;

b) A informação sobre a energia produzida e não consumida no período temporal definido na regulamentação da ERSE, indicando o excedente que seja injetado na rede por cada IU dos autoconsumidores;

c) Os requisitos e as especificações necessárias ao cumprimento do referido na alínea c) do n.º 4.

10 — As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, as compensações devidas pelos operadores de rede pelo incumprimento das informações e instruções mencionadas no número anterior, assim como as demais matérias reguladas no presente artigo são objeto de regulamentação pela ERSE.

11 — O fornecimento de energia reativa obedece às regras do Regulamento das Redes.

Artigo 88.º

Direitos e deveres do autoconsumidor

1 — São direitos do autoconsumidor:

a) Instalar uma ou mais UPAC;

b) Estabelecer e operar linhas diretas quando não exista acesso à rede pública e estabelecer e operar redes internas, nos termos do presente decreto-lei;

c) Estabelecer, adquirir ou operar RDF, nos termos previstos no presente decreto-lei;

d) Consumir, na(s) IU associada(s) à ou às UPAC, a eletricidade produzida ou armazenada em instalações próprias;

e) Transacionar a energia excedente da produção para autoconsumo, através dos mercados de eletricidade, nomeadamente mercados organizados, contratos bilaterais ou de regimes de comercialização entre pares, diretamente ou através de terceiros;

f) Suportar tarifas e encargos proporcionais e não discriminatórios, designadamente, que não excedam os respetivos custos;

g) Operar instalações de armazenamento, associadas à UPAC ou à IU ou autónomo, sem que estes sejam sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações;

h) Solicitar a emissão de garantias de origem relativas à eletricidade excedente produzida por UPAC e injetada na rede;

i) Manter os seus direitos e obrigações enquanto consumidor de eletricidade e de autoconsumidor;

j) Aceder à informação disponibilizada na área da plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º reservada ao autoconsumidor para controlo do seu perfil de produção e consumo de energia e poder autorizar o acesso à mesma por terceiros;

k) Cessar a atividade de autoconsumo.

2 — São deveres do autoconsumidor:

a) Obter título de controlo prévio nos termos definidos no presente decreto-lei;

b) Suportar o custo das alterações da ligação da IU à RESP, nos termos da regulamentação aplicável;

c) Suportar, quando existam, os encargos de ligação à RESP de UPAC e dos sistemas específicos de gestão dinâmica, nos termos da regulamentação aplicável;

d) Suportar as tarifas em vigor sempre que haja utilização da RESP;

e) Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida, minimizando o excedente;

f) Prestar à entidade legalmente incumbida da fiscalização da atividade de produção em autoconsumo todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida por UPAC, que lhe sejam solicitados;

g) Permitir e facilitar o acesso às UPAC ao pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, do agregador e do operador de rede, no âmbito e para o exercício das respetivas atribuições, competências, ou direitos consagrados contratualmente;

h) Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados;

i) Cessada a atividade de autoconsumo, adotar os procedimentos necessários para a remoção da UPAC, demais sistemas de gestão, equipamentos e instalações auxiliares, quando existam.

Artigo 89.º

Autofaturação e comunicação

1 — O comercializador ou agregador com quem o autoconsumidor celebre contrato relativo aos excedentes disponibiliza, obrigatoriamente, a todos os autoconsumidores a opção de processamento da faturação da energia elétrica nos termos do n.º 11 do artigo 36.º do Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado (CIVA), aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 394-B/84, de 26 de dezembro, na sua redação atual.

2 — Mediante o processamento da faturação da energia elétrica nos termos do número anterior, o comercializador ou agregador assume a obrigação de proceder à comunicação dos elementos das faturas referentes à transação da energia excedente produzida para autoconsumo, nos termos do Decreto-Lei n.º 198/2012, de 24 de agosto, na sua redação atual.

3 — O disposto nos números anteriores aplica-se à transação da eletricidade produzida em centro eletroprodutor ou UPAC com potência instalada até 1 MW.

Artigo 90.º

Divulgação de informação e apoio

1 — A ADENE — Agência para a Energia (ADENE), em articulação com as demais agências de energia e outros agentes locais, assegura o apoio na dinamização, promoção do autoconsumo, bem como na capacitação, informação e esclarecimentos aos autoconsumidores e promotores do autoconsumo.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, a ADENE:

a) Presta informação sobre:

i) Os procedimentos para a constituição e participação numa CER ou CCE ou exercício da atividade de ACC, e respetivos prazos, incluindo a disponibilização de guias e manuais;

ii) A utilização eficiente da energia com vista a promover a eficiência energética e a utilização racional dos recursos;

b) Desenvolve uma ferramenta de simulação destinada à análise da viabilidade técnica e económica para a implementação e desenvolvimento do ACI ou do ACC, salvaguardando o cumprimento das disposições do RGPD nas situações em que seja necessário o acesso a informação comercialmente sensível ou pessoal;

c) Estabelece uma linha de apoio dedicada aos interessados no autoconsumo.

SECÇÃO XIV

Equipamentos e contagem

Artigo 91.º

Equipamentos e regras técnicas de medição

1 — As matérias de medição, leitura, e disponibilização de dados são objeto de regulamentação pela ERSE.

2 — Por razões de segurança de abastecimento, os centros eletroprodutores e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA, devem estar equipados com sistemas e canais de comunicação nos termos definidos pelo gestor global do SEN que permitam fornecer-lhe o acesso, através dos seus sistemas informáticos, a um conjunto de medidas em tempo real, bem como a possibilidade de envio de comandos para controlo das variáveis elétricas.

3 — Os equipamentos de telecontagem devem cumprir as disposições relativas a pontos de medição de instalações de produção estabelecidos na regulamentação aplicável, bem como os requisitos definidos pelos operadores de rede ou pelo gestor global do SEN.

Artigo 92.º

Contagem da energia do sobre-equipamento

O titular do centro eletroprodutor sobre-equipado ou, quando existente, o titular do sobre equipamento juridicamente separado, deve instalar um sistema de telecontagem próprio para suporte à faturação individualizada da energia do sobre-equipamento, sem prejuízo da existência de um sistema de telecontagem global do centro eletroprodutor no seu conjunto.

Artigo 93.º

Contagem da energia em híbridos e na hibridização

Os titulares de híbridos e os titulares de novas unidades de decorrentes de hibridização estão obrigados a implementar sistemas de medição e telecontagem que permitam quantificar, individualmente, a energia elétrica proveniente de cada um dos centros eletroprodutores.

Artigo 94.º

Contagem de energia no armazenamento

Para efeito de emissão de garantias de origem, o armazenamento com ligação direta à RESP, para carregamento no mesmo, com potência instalada superior a 4 kW, quando associado a instalação de produção, é dotado de equipamentos de telecontagem que permitam segregar a quantificação da energia elétrica associada à instalação da produção da associada ao equipamento de armazenamento.

Artigo 95.º

Contagem de energia no autoconsumo

1 — É obrigatória a contagem da energia elétrica total produzida por UPAC quando a IU associada à UPAC se encontre ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW.

2 — A contagem da energia elétrica total produzida por UPAC nos termos do número anterior é feita por telecontagem, cumprindo os requisitos técnicos e funcionais estabelecidos na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho.

3 — É igualmente obrigatória a contagem da energia elétrica extraída ou injetada em instalações de armazenamento associadas a UPAC, quando estas se encontrem ligadas à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC ou da IU.

4 — Não é permitida a ligação de UPAC, no mesmo ponto de consumo, a unidades de produção de eletricidade abrangidas por regimes de remuneração garantida, salvo se as mesmas possuírem um sistema de contagem de energia injetada na rede que permita diferenciar a energia produzida pela UPAC da energia produzida pelas unidades de produção de eletricidade abrangidas por regimes de remuneração garantida, nos termos da regulamentação aplicável.

5 — Quando haja ligação à RESP, a medição e leitura da energia elétrica é efetuada pelo operador da rede, nos termos da regulamentação da ERSE.

6 — Os custos associados à aquisição, instalação e exploração dos equipamentos relativos à medição da produção total e do armazenamento são suportados pelo autoconsumidor.

7 — Quando o autoconsumidor não disponha de sistemas de contagem adequados em cada IU, o operador de rede procede à sua instalação no prazo de quatro meses a contar da data do respetivo pedido, podendo o mesmo ser instalado em prazo inferior, não superior a 45 dias, nos casos em que seja solicitada urgência na instalação e mediante pagamento de um preço pelo serviço prestado, nos termos definidos pela ERSE.

8 — Para efeitos de cálculo do balanço de autoconsumo ou repartição pelos consumidores, e para efeitos da respetiva faturação de uso das redes, considera-se a agregação da energia consumida proveniente da UPAC, do excedente injetado na rede e do consumo da RESP, no período temporal definido na regulamentação da ERSE.

9 — No ACC, é obrigatória a contagem por telecontagem, com contador inteligente, nos pontos de interligação da UPAC com a RESP e de cada IU associada ou com a rede interna e de cada IU associada, salvo se existir ligação a rede inteligente.

10 — A contagem efetuada nos termos do número anterior deve garantir que não é contabilizada como energia elétrica total consumida pelos autoconsumidores da UPAC a energia consumida pelos clientes não aderentes ao autoconsumo.

11 — Os custos relativos à instalação dos sistemas de contagem em cada IU referidos nos n.os 7 e 9 são suportados pelo operador da rede e recuperados através das tarifas de uso das redes, nos termos a definir pela ERSE.

12 — O equipamento que mede a energia produzida pela UPAC deve permitir a recolha remota do respetivo diagrama de carga, devendo, para qualquer nível de potência instalada, a entrada em exploração da UPAC, para ACC, estar condicionada a testes de comunicação bem-sucedidos para que o operador de rede possa aceder remotamente ao diagrama de carga da energia produzida.

Artigo 96.º

Controlo de certificação de equipamentos a instalar em unidade de produção para autoconsumo

1 — As entidades instaladoras comprovam na plataforma eletrónica prevista no artigo 15.º que os equipamentos instalados na UPAC estão certificados.

2 — A certificação dos equipamentos a que se refere o número anterior deve ser concedida por um organismo de certificação acreditado para a certificação em causa pelo Instituto Português de Acreditação, I. P. (IPAC, I. P.), ou por outro organismo nacional de acreditação, nos termos do Regulamento (CE) n.º 765/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de julho de 2008.

3 — Os equipamentos certificados nos termos do número anterior devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento, publicadas pelo CEN — Comité Europeu para a Normalização e pelo CENELEC — Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica.

4 — Caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, cada tipo de equipamento deve satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pela ISO/IEC — International Organization for Standardization e da International Electrotechnical Commission.

5 — Quando não existam as normas referidas nos n.os 3 e 4, os equipamentos devem conformar-se com as normas ou especificações técnicas portuguesas relativas ao equipamento em causa, que estejam publicadas pelo Instituto Português da Qualidade, I. P.

6 — Para os efeitos previstos nos números anteriores, a DGEG:

a) Controla a emissão dos certificados dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, importadores, fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras;

b) Cria e mantém uma base de dados de elementos-tipo que integram os equipamentos para as diversas soluções de UPAC e sistemas de gestão;

c) Cria e mantém atualizada uma lista de equipamentos certificados no seu sítio na Internet.

SECÇÃO XV

Responsabilidade pelo exercício de atividades de produção, armazenamento e autoconsumo

Artigo 97.º

Responsabilidade civil e criminal

Os titulares de título de controlo prévio para o exercício das atividades de produção e armazenamento e autoconsumo de eletricidade são responsáveis, civil e criminalmente, nos termos legais, pelos danos causados no exercício da atividade.

Artigo 98.º

Seguro

1 — A responsabilidade civil decorrente do exercício das atividades previstas nos n.os 2 a 4 do artigo 11.º deve estar coberta por seguro que garanta a responsabilidade civil do titular dos títulos de controlo prévio que habilitam ao exercício das atividades ali referidas.

2 — A prova da existência do contrato de seguro é efetuada mediante inserção de cópia autenticada do respetivo contrato na plataforma eletrónica ou declaração emitida pelo segurador e, subsequentemente, até 31 de janeiro de cada ano, através do mesmo procedimento.

3 — A cobertura efetiva do risco corresponde à data de entrada em funcionamento do centro eletroprodutor, instalação de armazenamento e UPAC fixada na licença de exploração, certificado de exploração ou comunicação prévia.

4 — O contrato de seguro tem um capital mínimo obrigatório, respeitante a cada anuidade, independentemente do número de sinistros ocorridos e do número de lesados, de montante a fixar por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões, em função da sua natureza, da sua dimensão e do grau de risco, atualizado automaticamente em 31 de março de cada ano, de acordo com o índice de preços no consumidor do ano civil anterior, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P.

5 — O capital seguro pode ser revisto em função de alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco, nos termos a estabelecer na portaria referida no número anterior.

6 — O contrato de seguro garante a obrigação de indemnizar por factos ocorridos geradores de responsabilidade civil ocorridos durante o período de vigência do contrato, abrangendo os pedidos de indemnização realizados até dois anos após a cessação daquele.

7 — O contrato de seguro pode incluir franquia não oponível a terceiros lesados.

8 — Em caso de resolução, a seguradora está obrigada a informar a entidade licenciadora, no prazo máximo de 30 dias após a data em que esta produziu efeitos, sob pena de inoponibilidade a terceiros.

9 — O regime aplicável ao seguro de responsabilidade civil referido no n.º 1 é regulamentado mediante despacho dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia, sob proposta da Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões.

Artigo 99.º

Participação de desastres e acidentes

1 — O titular de título de controlo prévio para o exercício das atividades de produção e armazenamento de eletricidade, incluindo o autoconsumidor, é obrigado a participar à entidade licenciadora, bem como ao organismo responsável pela inspeção das condições do trabalho, todos os desastres e acidentes ocorridos nas suas instalações no prazo máximo de três dias a contar da data da ocorrência.

2 — Sempre que seja comunicada a ocorrência de um desastre ou acidente, cumpre à entidade licenciadora elaborar um relatório técnico que contenha a análise do estado das instalações elétricas e das circunstâncias da ocorrência.

3 — O inquérito promovido por quaisquer outras autoridades competentes é instruído com o relatório técnico referido no número anterior.

4 — O relatório técnico previsto no presente artigo só pode ser disponibilizado às autoridades administrativas competentes para a realização do inquérito previsto no número anterior ou às autoridades judiciais, quando solicitado pelas mesmas, bem como aos lesados.

5 — O disposto no presente artigo não prejudica o cumprimento do disposto no Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, na sua redação atual, e demais legislação aplicável.

SECÇÃO XVI

Garantia do abastecimento e situações de emergência

Artigo 100.º

Mecanismos de capacidade

1 — Com vista a garantir a segurança do abastecimento e um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade, podem ser adotados mecanismos de capacidade que permitam ao gestor global do SEN dispor, mediante remuneração ao prestador do serviço, da potência disponível de centros eletroprodutores, sistemas de armazenamento e de serviços de resposta da procura, incluindo através da agregação.

2 — As regras e procedimentos dos mecanismos de capacidade são estabelecidos mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, com recurso a um procedimento concorrencial, aberto, transparente e tecnologicamente neutro e aderente aos regulamentos da União Europeia aplicáveis.

3 — A adjudicação de mecanismos de capacidade no procedimento concorrencial referido no número anterior implica a sujeição das respetivas instalações a ensaios de disponibilidade, nos termos do disposto no artigo 102.º

4 — Os encargos associados aos mecanismos de capacidade são suportados por todos os consumidores de energia elétrica, devendo ser repercutidos na tarifa de uso global de sistema ou noutra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia elétrica, nos termos a definir no Regulamento Tarifário do setor elétrico.

5 — A DGEG, ouvida a ERSE, e com a colaboração do operador da RNT, define a norma de fiabilidade, que deve indicar de forma transparente o nível necessário de segurança de abastecimento e as condições de aplicação da metodologia de avaliação europeia de adequação de recursos no âmbito nacional e a sua aplicação à justificação da necessidade de mecanismos de capacidade em respeito dos princípios constantes do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

Artigo 101.º

Crise energética e medidas de emergência

1 — Quando as dificuldades no aprovisionamento ou na distribuição de energia tornem necessária a aplicação de medidas excecionais destinadas a garantir os abastecimentos energéticos essenciais à defesa, ao funcionamento do Estado e dos setores prioritários da economia e à satisfação das necessidades fundamentais da população, pode ser declarada crise energética, nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de abril, na sua redação atual.

2 — Em caso de crise repentina no mercado de energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou por outro evento de força maior e quando não se justifique a declaração de crise energética, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias observando a devida proporcionalidade face aos respetivos fins.

3 — Em caso de perturbação do abastecimento, o membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar, em particular, a utilização das reservas de segurança de combustíveis,

e impor medidas de restrição da procura, nos termos previstos no presente decreto-lei e na legislação específica de segurança.

4 — Para efeitos do disposto no número anterior, podem ser utilizadas reservas de água nas albufeiras de águas públicas de serviço público que tenham como fim principal a produção de eletricidade, ouvida a Autoridade Nacional da Água e a Comissão de Gestão de Albufeiras, mediante autorização dos membros do Governo responsáveis pelas áreas do ambiente e da energia, nos termos da legislação aplicável.

5 — No SEN, devem existir pelo menos dois centros eletroprodutores ligados à RNT com capacidade de arranque autónomo.

6 — Em situações em que a gestão global do SEN identifique ou preveja que o serviço de arranque autónomo existente no SEN é insuficiente para salvaguardar a segurança de abastecimento, o membro do Governo responsável pela área da energia pode mandatar a gestão global do SEN, ouvida a ERSE e a DGEG, para celebrar um contrato bilateral para prestação do serviço de forma transitória até que estejam garantidas alternativas adequadas para a realização de uma consulta, sendo os custos incorridos com o referido contrato suportados pelo mecanismo de neutralidade financeira estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

7 — O referido contrato bilateral é limitado no tempo até que esteja operacional o prestador de serviço cuja escolha resulte de um processo concorrencial.

8 — Para a reposição do SEN, na sequência de uma quebra total no fornecimento de eletricidade no País, os centros eletroprodutores hídricos que prestam o serviço de arranque autónomo podem operar durante um dia, após a sua ocorrência, em níveis de exploração inferiores, bem como lançar para jusante níveis de caudais superiores, face aos limites impostos pela Autoridade Nacional da Água e a Comissão de Gestão de Albufeiras.

9 — As medidas de emergência são comunicadas à Comissão Europeia.

10 — A DGEG, ouvidas as concessionárias de RNT e da RND, define as regras, metodologias e responsabilidades a observar na elaboração de planos de preparação para riscos no setor da eletricidade, face a cenários de crise de eletricidade regionais incluindo a adequação do sistema, a segurança do sistema e a segurança de aprovisionamento de combustíveis, observando o disposto no Regulamento (UE) 2019/941 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

Artigo 102.º

Verificação da disponibilidade

1 — O membro do Governo responsável pela área da energia fixa, mediante portaria, os termos e procedimentos a observar na verificação, pelo gestor global do SEN, da disponibilidade dos centros eletroprodutores, instalações de armazenamento e serviços de resposta da procura, sempre que esta seja um fator considerado no cálculo da remuneração, subsidiação ou comparticipação de custos de produção dos mesmos.

2 — Para os efeitos do número anterior, a disponibilidade é considerada, nomeadamente, no cálculo da remuneração dos mecanismos de capacidade e de outros mecanismos que visem compensar, total ou parcialmente, os custos de produção ou assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de eletricidade e que não estejam sujeitas a qualquer regime especial de verificação da disponibilidade.

3 — O disposto nos números anteriores não prejudica a aplicação de procedimentos de qualificação e verificação autónomos, no âmbito dos serviços de sistema.

CAPÍTULO III

Gestão das redes de transporte e distribuição de eletricidade

SECÇÃO I

Gestão técnica global do sistema elétrico nacional

Artigo 103.º

Regime de exercício da gestão técnica global do sistema elétrico nacional

1 — A gestão técnica global do SEN é exercida mediante contrato de concessão.

2 — A atribuição da concessão segue o disposto no artigo 111.º, sendo o respetivo prazo fixado nas peças do procedimento, não podendo o mesmo exceder 30 anos, contados da data de celebração do contrato de concessão.

Artigo 104.º

Gestor global do Sistema Elétrico Nacional

A gestão técnica global do SEN está, nos termos estabelecidos no contrato de concessão da RNT, cometida ao operador da RNT.

Artigo 105.º

Funções

1 — A gestão técnica global do SEN é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória.

2 — A gestão técnica global do SEN consiste na coordenação sistémica das infraestruturas que o constituem, de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema de eletricidade e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, no curto, médio e longo prazo, mediante o exercício das seguintes funções:

a) Gestão técnica do sistema, que integra a programação e monitorização constante do equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura global de energia elétrica, com o apoio de um controlo em tempo real de instalações e seus componentes por forma a corrigir, em tempo, os desequilíbrios, bem como a coordenação do funcionamento da rede de transporte e do SEN, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia elétrica ao ORD em MT e AT e a clientes ligados diretamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e de qualidade e serviço estabelecidos na legislação e regulamentação nacionais e no quadro de referência da rede interligada da União Europeia;

b) Gestão do mercado de serviços de sistema, que integra a operacionalização de um mercado de serviços de sistema e a contratação de serviços de sistema com recurso a mecanismos de mercado eficientes, transparentes e competitivos para balanço do sistema, controlo de tensão e serviços de sistema não associados à frequência, resolução de congestionamentos e compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como as liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta função, incluindo a liquidação dos desvios, e a receção da informação dos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, relativamente aos factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais;

c) Planeamento energético, através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de eletricidade ao nível da oferta, tendo em conta as interações entre o SEN e o Sistema

Nacional de Gás (SNG) e as linhas de orientação da política energética nacional, estudos esses que constituem referência para a função de planeamento da RNT e para a operação futura do sistema, bem como através da colaboração com a DGEG, nos termos da lei, na preparação do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA) no médio e longo prazo e dos mecanismos de capacidade.

3 — Todos os operadores que exerçam qualquer das atividades que integram o SEN ficam sujeitos à respetiva gestão técnica global.

4 — Não é permitido ao gestor global do SEN a aquisição de eletricidade para efeitos de comercialização.

Artigo 106.º

Direitos e deveres do gestor global do Sistema Elétrico Nacional

1 — São direitos do gestor global do SEN, designadamente:

a) Exigir e receber dos operadores de rede, dos operadores de mercado e de todos os intervenientes no SEN a informação necessária para o correto funcionamento do SEN;

b) Exigir aos operadores de mercado e demais intervenientes no SEN com direito de acesso às infraestruturas e instalações a comunicação dos seus planos de entrega e de receção de energia e de qualquer circunstância que possa fazer variar substancialmente os planos comunicados;

c) Exigir o estrito cumprimento das instruções que emita para a correta exploração do sistema, manutenção das instalações e adequada cobertura da procura;

d) Receber adequada retribuição por todos os serviços prestados de forma eficiente.

2 — São obrigações do gestor global do SEN, designadamente:

a) Informar sobre a viabilidade de acesso solicitado por terceiros às infraestruturas da RNT;

b) Gerir os fluxos de eletricidade na rede e assegurar a sua interoperabilidade com as redes a que esteja ligada;

c) Gerir o mercado de serviços de sistema prestados pelos utilizadores da RESP, incluindo os fornecidos pelos serviços de resposta da procura e pelos sistemas de armazenamento de eletricidade;

d) Prever o nível de reservas necessárias à garantia de segurança do abastecimento, a curto e a médio prazo;

e) Prever a utilização dos equipamentos de produção e, em especial, do uso das reservas hidroelétricas;

f) Adotar processos de cooperação e coordenação com o respetivo centro de coordenação regional, facultando-lhe toda a informação necessária ao exercício das suas funções, nos termos dos regulamentos comunitários;

g) Monitorizar e reportar à ERSE a efetiva utilização das infraestruturas da RNT, com o objetivo de identificar a constituição abusiva de reservas de capacidade;

h) Publicar as informações necessárias para assegurar uma concorrência efetiva e o funcionamento eficaz do mercado, nos termos dos regulamentos aprovados pela ERSE, sem prejuízo da garantia de confidencialidade de informações comercialmente sensíveis;

i) Desenvolver protocolos de comunicação com os diferentes operadores do SEN com vista a criar um sistema de comunicação integrado para controlo e supervisão das operações do SEN e atuar como o seu coordenador;

j) Emitir instruções sobre as operações de transporte, incluindo o trânsito no território continental, de forma a assegurar a entrega de eletricidade em condições adequadas e eficientes nos pontos de saída da rede de transporte, em conformidade com protocolos de atuação e de operação;

k) Informar a DGEG e a ERSE, com periodicidade trimestral, sobre a capacidade disponível da RNT e, em particular, dos pontos de acesso ao sistema e sobre o quantitativo das reservas a constituir;

l) Prestar à ERSE a informação técnica e financeira com incidência direta ou indireta nos custos a considerar para efeitos do cálculo das tarifas reguladas, de acordo com as normas de reporte daquela entidade;

m) Prestar as informações que lhe sejam solicitadas pela DGEG, que podem incluir a realização de estudos, testes ou simulações que sejam necessários, designadamente para efeitos de definição da política energética;

n) Manter atualizada uma base de dados de acordo com a base de dados de referência, criada em articulação com a DGEG, integrando informação de natureza estatística e previsional sobre os procedimentos de controlo prévio das atividades e instalações e o funcionamento do SEN.

SECÇÃO II

Gestão das redes de distribuição

Artigo 107.º

Regime de exercício da gestão técnica das redes de distribuição

1 — A gestão técnica das redes de distribuição abrange a RND em AT e MT e as redes em BT, sendo exercida, separada ou conjuntamente, mediante contrato de concessão.

2 — A atribuição da concessão é efetuada mediante concurso público e segue o disposto no artigo 111.º sendo o respetivo prazo fixado nas peças do procedimento, não podendo o mesmo exceder 30 anos.

Artigo 108.º

Gestor das redes de distribuição

1 — A gestão técnica das redes de distribuição em AT e MT está, nos termos do contrato de concessão, cometida ao operador da RND.

2 — A gestão técnica das redes de distribuição em BT está, nos termos dos contratos de concessão, cometida aos concessionários.

3 — A gestão técnica das redes referidas nos números anteriores será unificada no gestor integrado das redes de distribuição, nos termos do presente decreto-lei.

Artigo 109.º

Funções

1 — A gestão técnica das redes de distribuição é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória.

2 — A gestão técnica das redes de distribuição, efetuada em articulação com o gestor global do SEN, consiste na coordenação sistémica das infraestruturas de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do SEN e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazo, mediante o exercício das seguintes funções:

a) Gerir os fluxos de eletricidade nas redes de distribuição, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas e com as instalações dos utilizadores da rede, no quadro da gestão técnica global do SEN;

b) Cooperar com o gestor global do SEN para efeitos de participação efetiva dos utilizadores da rede nos mercados de eletricidade;

c) Contratar serviços de sistema não associados à frequência, em coordenação com o gestor global do SEN;

d) Contratar serviços de sistema em mercados de âmbito regional em coordenação com o gestor global do SEN, desde que autorizado pela ERSE nos termos do n.º 3 do artigo 166.º;

e) Assegurar a capacidade e fiabilidade das respetivas redes de distribuição de eletricidade, contribuindo para a segurança do abastecimento.

CAPÍTULO IV

Exploração das redes de transporte e distribuição de eletricidade

SECÇÃO I

Disposições comuns

Artigo 110.º

Regime de exercício da exploração da rede nacional de transporte de eletricidade e da rede nacional de distribuição de eletricidade

1 — A exploração da RNT e da RND é exercida, respetivamente, mediante contrato de concessão, em regime de serviço público, sendo as suas atividades e as instalações que a integram consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 — As atividades da concessão são exercidas, nos termos do número anterior, em regime de exclusivo, sem prejuízo do exercício por terceiros do direito de acesso à rede, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

3 — As atividades da concessão são exercidas de acordo com o disposto no presente decreto-lei, na regulamentação aplicável e nas bases da concessão que constam do anexo II do presente decreto-lei no que se refere à RNT e do anexo III do presente decreto-lei no que se refere à RND.

4 — Sem prejuízo do disposto no artigo 80.º, os concessionários da RNT e da RND não podem adquirir eletricidade para comercialização nem deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento, exceto quando, mediante parecer favorável da ERSE, estes sistemas constituam componentes de rede completamente integrados ou se destinem prioritariamente à prestação de serviços de sistema, garantia da segurança e fiabilidade das redes, estando-lhes igualmente vedado deter, desenvolver, gerir ou explorar pontos de carregamento de veículos elétricos, sem prejuízo da detenção de pontos de carregamento privados que se destinem exclusivamente a uso próprio ou que se enquadrem em situações excecionais, aprovadas pela ERSE, com vista, nomeadamente, à promoção da mobilidade elétrica.

Artigo 111.º

Atribuição da concessão de exploração da rede nacional de transporte de eletricidade e da rede nacional de distribuição de eletricidade

1 — A atribuição da concessão é precedida da realização de concurso público ou da realização de qualquer dos procedimentos previstos para esse fim no Código dos Contratos Públicos, aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 18/2008, de 29 de janeiro, na sua redação atual.

2 — 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.

3 — O prazo das concessões é determinado pelo concedente nas peças do procedimento, não podendo exceder 50 anos no caso da RNT e 35 anos no caso da RND, contados da data de celebração do contrato de concessão.

Artigo 112.º

Utilidade pública das instalações da rede elétrica de serviço público

1 — As instalações da RESP são consideradas de utilidade pública para todos os efeitos.

2 — O estabelecimento e a exploração das instalações da RESP ficam sujeitos à aprovação dos respetivos projetos nos termos do presente decreto-lei.

3 — A aprovação dos projetos confere ao seu titular os seguintes direitos:

a) Utilizar, nas condições definidas pela legislação aplicável, os bens do domínio público ou privado do Estado e dos municípios para o estabelecimento ou passagem das partes integrantes da RESP, nos termos da legislação aplicável;

b) Solicitar a expropriação, por utilidade pública e urgente, nos termos do Código das Expropriações, aprovado em anexo à Lei n.º 168/99, de 18 de setembro, na sua redação atual, dos imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RESP;

c) Solicitar a constituição de servidões sobre os imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RESP, incluindo os necessários à instalação de linhas dedicadas para ligação aos produtores, sempre que a construção das referidas linhas seja cometida às concessionárias da RNT ou da RND, nos termos da legislação aplicável.

4 — Os projetos de investimentos na RESP devidamente aprovados não estão sujeitos a qualquer tipo de demonstração de interesse municipal.

SECÇÃO II

Funções das concessionárias da rede nacional de transporte de eletricidade e da rede nacional de distribuição de eletricidade

Artigo 113.º

Funções comuns à rede nacional de transporte de eletricidade e à rede nacional de distribuição de eletricidade

1 — São funções das entidades concessionárias da RNT e da RND, nomeadamente as seguintes:

a) Assegurar a construção, a exploração e manutenção da RNT e da RND, bem como das respetivas interligações com outras redes, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;

b) Assegurar a capacidade a longo prazo da RNT e da RND em coordenação com o gestor global do SEN, contribuindo para a segurança do abastecimento;

c) Assegurar o acesso a terceiros de forma não discriminatória, facultando aos respetivos utilizadores da rede as informações de que necessitem para o acesso à mesma nos termos definidos em regulamentação da ERSE;

d) Promover o desenvolvimento e adoção de soluções avançadas de proteção, controlo, gestão e digitalização das redes e das operações;

e) Promover a resiliência da rede e dos sistemas de informação;

f) Gerir de forma eficiente as instalações e os meios técnicos disponíveis;

g) Fornecer ao operador de qualquer outra rede com a qual esteja ligada e aos intervenientes do SEN as informações necessárias ao desenvolvimento coordenado das diversas redes, bem como ao seu funcionamento seguro e eficiente;

h) Preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades e impedir a divulgação discriminatória de informações sobre as suas próprias atividades que possam ser comercialmente vantajosas, salvo na medida do que for necessário ao cumprimento das suas obrigações legais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia.

2 — Os operadores da RNT e da RND não podem utilizar abusivamente informações comercialmente sensíveis obtidas de terceiros no âmbito do fornecimento ou da negociação do acesso à rede.

3 — Os operadores da RNT e da RND desenvolvem sistemas de gestão de dados e asseguram as medidas de proteção de dados, designadamente em matéria de cibersegurança.

Artigo 114.º

Funções específicas da concessionária de rede nacional de transporte de eletricidade

São funções específicas da concessionária da RNT, sem prejuízo das constantes do respetivo contrato de concessão, as seguintes:

a) Assegurar o relacionamento e o cumprimento das suas obrigações junto da Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade (REORT-E);

b) Respeitar as disposições legais em matéria de certificação e praticar os necessários atos e diligências com vista a garantir a obtenção e manutenção da referida certificação.

SECÇÃO III

Exploração da distribuição de eletricidade em baixa tensão

Artigo 115.º

Regime de exercício da exploração da distribuição de eletricidade em baixa tensão

1 — A exploração da distribuição de eletricidade em BT é exercida em regime de exploração direta ou mediante contrato de concessão, em regime de serviço público, sendo as suas atividades e as instalações que a integram consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 — As atividades da concessão são exercidas, nos termos do número anterior, em regime de exclusivo, o qual não prejudica o exercício por terceiros do direito de acesso à rede, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

3 — As atividades da concessão são exercidas de acordo com o disposto no presente decreto-lei, na regulamentação aplicável e nas bases de concessão que constam do anexo IV do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante.

4 — Os concessionários das redes de distribuição em BT não podem:

a) Adquirir eletricidade para comercialização;

b) Deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento, exceto quando estes sistemas constituam componentes de rede completamente integrados e mediante parecer favorável da ERSE;

c) Deter, desenvolver, gerir ou explorar pontos de carregamento, sem prejuízo da detenção de pontos de carregamento privados que se destinem exclusivamente a uso próprio ou que se enquadrem em situações excecionais, aprovadas pela ERSE, com vista, nomeadamente, à promoção da mobilidade elétrica.

Artigo 116.º

Atribuição da concessão de exploração da distribuição em baixa tensão

1 — A atribuição da concessão é efetuada pelos órgãos competentes de cada município ou de associações de municípios, sendo precedida da realização de concurso público.

2 — O prazo das concessões é estabelecido nas peças do procedimento para a atribuição da respetiva concessão, não podendo o mesmo exceder 20 anos contados da data de celebração do contrato de concessão.

Artigo 117.º

Peças do procedimento

1 — O programa de concurso tipo e o caderno de encargos tipo do concurso são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), a ERSE e as entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria.

2 — As peças procedimentais de cada procedimento em concreto são aprovadas por todas as entidades que integram o agrupamento de entidades adjudicantes.

Artigo 118.º

Pagamento aos municípios

1 — Os municípios têm direito a uma renda, devida pela exploração da concessão, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, na sua redação atual.

2 — A renda prevista no número anterior é incluída nas tarifas de uso das redes de distribuição em BT nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

3 — A renda referida nos números anteriores pode ser substituída por outros mecanismos que não penalizem os direitos dos municípios, após audição da ANMP e da ERSE.

SECÇÃO IV

Infraestruturas das redes inteligentes

Artigo 119.º

Instalação de infraestruturas das redes inteligentes

1 — As infraestruturas das redes inteligentes incluem sistemas e tecnologias de comunicações e de tratamento dos dados de energia e os contadores inteligentes.

2 — Os contadores inteligentes asseguram a medição da energia elétrica e gestão da informação relativa à eletricidade que favoreçam a participação ativa do consumidor nos mercados organizados.

3 — As infraestruturas das redes inteligentes são aprovadas por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, com prévia audição da ERSE e dos operadores da RESP, a qual prevê, nomeadamente, as funcionalidades dos contadores inteligentes.

4 — As infraestruturas das redes inteligentes e os critérios de recuperação dos custos associados à respetiva implementação são operacionalizadas, respetivamente nos termos definidos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e no Regulamento Tarifário, ambos a aprovar pela ERSE.

SECÇÃO V

Redes de distribuição fechadas

Artigo 120.º

Procedimentos de controlo prévio

1 — A RDF integra-se em domínios ou infraestruturas excluídas do âmbito das concessões de distribuição de eletricidade, nomeadamente uma rede que distribua eletricidade no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços partilhados, geograficamente circunscritos, caminhos de ferro, portos, aeroportos e parques de campismo, que não abasteça clientes domésticos e que preencha um dos seguintes requisitos:

a) Por razões técnicas ou de segurança específicas, as operações ou o processo de produção dos utilizadores dessa rede estiverem integrados; ou

b) Essa rede distribuir eletricidade essencialmente ao proprietário ou ao operador da rede ou a empresas ligadas a estes.

2 — A instalação e exploração de RDF está sujeita ao procedimento de licenciamento de instalações elétricas de serviço particular, nos termos do Decreto-Lei n.º 26852, de 30 de julho de 1936, na sua redação atual.

3 — A operação de RDF depende de prévio registo do operador, a efetuar junto da DGEG em plataforma eletrónica disponibilizada para o efeito.

4 — As normas técnicas a observar na instalação e exploração de RDF e requisitos para a obtenção de registo como operador da RDF são estabelecidos por despacho do diretor-geral da DGEG.

Artigo 121.º

Direitos e deveres do operador da rede de distribuição fechada

1 — São deveres gerais do operador da RDF os estabelecidos no artigo 113.º para o ORD.

2 — São ainda deveres específicos do operador da RDF:

a) Interromper o fornecimento de energia dentro da RDF, desde que devidamente justificado e comunicado pelo técnico responsável à ERSE, no caso de qualquer procedimento fraudulento suscetível de falsear a medição de energia consumida, ou à DGEG, no caso em que as instalações não apresentem condições de segurança;

b) Colaborar com o gestor global do SEN nos termos previstos no presente decreto-lei para os operadores de rede;

c) Conhecer as necessidades de consumo ou a energia produzida pelos utilizadores da RDF;

d) Celebrar um contrato com os utilizadores da RDF, transparente e não discriminatório, do qual constem:

i) As exigências técnicas mínimas a adotar na conceção e funcionamento das instalações a ligar à RDF;

ii) A potência máxima de ligação e as características do fornecimento de energia elétrica;

iii) As modalidades comerciais definidas para o acesso e ligação à RDF;

iv) As condições de corte ou interrupção da ligação à RDF por desrespeito dos compromissos contratuais ou por razões de segurança da RDF;

e) Constituir e manter atualizado o seguro de responsabilidade civil nos termos do presente decreto-lei;

f) Estabelecer com o operador da RESP à qual se liga um protocolo de ligação que contenha os vários procedimentos operacionais, designadamente os procedimentos a adotar em caso de incidente, a coordenação de manobras, os contactos do operador da RDF e da RESP, a informação em tempo real a trocar entre as partes, a participação da RDF no plano nacional frequenciométrico, a reposição em caso de interrupção total do fornecimento de eletricidade e outras consideradas relevantes pelo operador da RESP, cuja minuta é aprovada pela DGEG.

3 — Sem prejuízo do disposto no n.º 1, ao operador da RDF é permitido:

a) A atividade de produção de eletricidade de fontes de energia renováveis;

b) A propriedade, desenvolvimento, gestão ou exploração de pontos de carregamento para veículos elétricos;

c) A propriedade, desenvolvimento, gestão ou exploração de instalações de armazenamento de energia;

d) Quando constituído sob a forma de CER, o fornecimento de eletricidade aos respetivos membros.

Artigo 122.º

Revogação do registo

1 — Em caso de revogação do título de controlo prévio da RDF, o operador da rede com o qual a RDF se encontre interligada assume transitoriamente, por um período máximo de dois anos, a gestão, a manutenção e a exploração das instalações da RDF, de acordo com as metodologias e regulamentação a publicar pela ERSE, ouvidos os operadores da RESP.

2 — No caso de o período transitório se esgotar sem que a RDF seja adquirida por novo operador da RDF, esta integra a concessão da rede de distribuição à qual se encontra interligada.

3 — De forma a permitir a correta transição de operações, os operadores das RDF devem assegurar o cadastro de rede e utilizar contadores e materiais compatíveis com os utilizados pelo operador de rede com o qual a rede de distribuição fechada se encontre interligada.

CAPÍTULO V

Planeamento das redes de transporte e distribuição de eletricidade

SECÇÃO I

Objetivos do planeamento das redes

Artigo 123.º

Enquadramento e coordenação do planeamento das redes

1 — O planeamento da RNT e da RND visa o desenvolvimento adequado e eficiente das redes de forma a garantir a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, no âmbito do mercado interno da eletricidade.

2 — O planeamento das redes é enquadrado pelos objetivos de política climática e energética expressos no Plano Nacional Energia-Clima 2030 e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 ou outros que os venham substituir, e deve contribuir, de forma ativa, para a descarbonização do País, através, entre

outros, da concretização dos investimentos em infraestruturas que, de modo eficiente, assegurem a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia como a mobilidade elétrica e o armazenamento.

3 — O planeamento da RNT e da RND é efetuado de forma coordenada, maximizando a eficiência dos investimentos face a opções alternativas, e assegurando a coerência entre os respetivos investimentos, designadamente no que diz respeito às ligações entre as redes, e assegura o planeamento integrado entre as redes de eletricidade e de gás.

4 — O planeamento tem por base um modelo de gestão flexível das redes que observa a regulamentação das metodologias, parâmetros e critérios a usar, estabelecidos no Regulamento das Redes, no Regulamento de Operação das Redes e na demais regulamentação aplicável da ERSE, a implementar pelos respetivos operadores, que assegure objetivos de máxima eficiência da capacidade disponível e a integração da geração e do consumo de modo dinâmico, sem colocar em causa a segurança do abastecimento.

5 — No planeamento das redes, os novos investimentos em infraestruturas de rede dependem de uma análise de custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, nomeadamente o armazenamento, medidas de resposta da procura e da produção de eletricidade, quando estas assegurem os objetivos referidos no n.º 1.

6 — Cabe à ERSE aprovar e publicar a metodologia de avaliação a seguir, com base em proposta dos operadores da rede.

SECÇÃO II

Planeamento da rede nacional de transporte de eletricidade

Artigo 124.º

Instrumentos de planeamento

1 — O planeamento da RNT integra os seguintes instrumentos:

a) A caracterização da RNT;

b) O PDIRT;

c) A avaliação das opções alternativas ao investimento na RNT;

d) A caracterização da RNT, a realizar em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações, bem como informação sobre a efetiva utilização da capacidade de interligação disponível para fins comerciais.

2 — O PDIRT é um plano decenal do desenvolvimento e investimento na RNT que reveste a natureza de programa setorial, nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

3 — No caso de certificação de operador de transporte independente (OTI), e quando, por razões imperiosas e alheias à sua vontade, este não concretize, nos três anos seguintes, investimentos que, de acordo com o plano decenal de desenvolvimento da rede, deviam ter sido realizados, a ERSE pode, para garantir que o investimento em causa seja realizado, se for ainda pertinente, com base no mais recente plano decenal de desenvolvimento da rede, adotar uma das seguintes medidas:

a) Fixar um prazo ao OTI para que realize os investimentos aprovados;

b) Organizar um procedimento concorrencial para a realização do investimento não concretizado pelo OTI;

c) Determinar que o OTI efetue um aumento de capital para financiar os investimentos necessários e permitir a participação de investidores independentes no capital.

4 — No caso referido na alínea b) do número anterior a ERSE pode determinar:

a) O financiamento por terceiros;

b) A construção por terceiros;

c) A constituição dos novos ativos em causa pelo próprio;

d) A exploração do novo ativo pelo próprio.

5 — O PDIRT contempla as principais medidas estruturantes relativamente a:

a) Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguintes, a indicação dos objetivos estratégicos de investimento, os que o operador da RNT já decidiu efetuar e, dentro destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes, bem como o respetivo calendário de execução, devidamente justificados nos termos do disposto no n.º 5 do artigo anterior;

b) Planeamento das infraestruturas de rede deve ter em conta as necessidades de capacidade de receção de eletricidade na RESP decorrentes do desenvolvimento da produção de energia renovável nos termos dos instrumentos de política energética e ambiental;

c) Valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais;

d) Modelo territorial, constituído por:

i) Expressão territorial das infraestruturas previstas, incluindo a demarcação de polígonos em redor dos pontos com capacidade de injeção na RESP a construir ou reforçar que venham a contemplar uma capacidade de injeção na RESP igual ou superior a 10 MW e que possam integrar futuros procedimentos concorrenciais, como área preferencial para instalação de centros eletroprodutores;

ii) Articulação da política setorial com a disciplina consagrada nos demais programas e planos territoriais aplicáveis na respetiva área;

iii) Demais elementos documentais dos programas setoriais;

e) Obrigações decorrentes do MIBEL e as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade;

f) Medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a ACER e da REORT-E para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia;

g) Intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça e sobre os investimentos relacionados com a instalação de linhas internas que afetem materialmente as interligações;

h) Calendário de execução previsto relativamente a todos os projetos de investimento.

6 — A elaboração do PDIRT, no que diga respeito às interligações internacionais, é feita em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

7 — No processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve ter em consideração os seguintes elementos:

a) A caracterização da RNT, realizada nos termos do n.º 2;

b) O RMSA mais recente e a avaliação da adequação dos recursos mais recente, nos termos do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019;

c) Os padrões de segurança para planeamento da RNT e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;

d) O planeamento das redes com que se interliga, nomeadamente com a rede de distribuição em MT e AT e com as redes de sistemas vizinhos;

e) As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formuladas pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e a capacidade de injeção atribuída, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

Artigo 125.º

Procedimento de elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte de eletricidade

1 — A proposta de PDIRT deve ser apresentada pelo operador da RNT à DGEG e à ERSE.

2 — Recebida a proposta de PDIRT, a DGEG promove, no prazo de dois dias, as consultas previstas no n.º 1 do artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, podendo determinar que os pareceres sejam emitidos em conferência procedimental de coordenação.

3 — No prazo de dois dias após o termo do prazo de pronúncia das entidades, a DGEG remete ao operador da RNT os pareceres recebidos.

4 — Após a receção da proposta de PDIRT, a ERSE dispõe de 22 dias para promover, através de aviso a publicar no *Diário da República*, com a antecedência de cinco dias, a respetiva consulta pública, com duração de 30 dias, e disponibiliza, no seu sítio na Internet e com a mesma antecedência, os elementos relevantes para o efeito.

5 — Após o termo do período de consulta pública a ERSE dispõe de 22 dias para elaboração do respetivo relatório, que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNT.

6 — A consulta pública referida no n.º 4 engloba o período de discussão pública previsto no artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, bem como o previsto no artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, na sua redação atual, para as finalidades previstas naqueles regimes jurídicos.

7 — No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública inicia-se o prazo de 30 dias para a DGEG e a ERSE emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNT o respetivo parecer, o qual pode determinar a introdução de alterações à proposta.

8 — O parecer a emitir pela DGEG incide sobre as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético e o cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

9 — O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a coerência do PDIRT com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia, podendo a este respeito consultar a ACER.

10 — Os pareceres a emitir pela DGEG e pela ERSE são limitados às matérias definidas, respetivamente, nos n.os 8 e 9.

11 — Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNT dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRT, que tem em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos.

12 — No prazo de 15 dias após a receção da proposta final do PDIRT, a DGEG envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

13 — O Governo submete a proposta de PDIRT a discussão na Assembleia da República.

14 — O PDIRT é aprovado por resolução do Conselho de Ministros, aplicando-se o disposto no artigo 51.º e no capítulo IX do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

15 — Cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT previstos no PDIRT, os quais ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre a fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Artigo 126.º

Revisão, alteração e atualização do plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte de eletricidade

1 — Sem prejuízo do disposto nos n.os 3 e 4, o PDIRT é revisto decenalmente, seguindo-se o procedimento estabelecido para a sua elaboração.

2 — Antes do decurso do prazo referido no número anterior, o PDIRT pode ser objeto de alteração determinada pelo membro do Governo responsável pela área da energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do operador da RNT, da DGEG ou da ERSE.

3 — A alteração do PDIRT é efetuada sempre que se verifique a necessidade de introduzir modificações à expressão territorial do plano, seguindo-se o processo determinado para a sua elaboração com as seguintes especialidades:

a) Aproveitamento dos elementos constantes do PDIRT que se mantenham atuais;

b) As consultas previstas no n.º 2 do artigo anterior limitam-se à área abrangida pela alteração.

4 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o PDIRT é objeto de atualização nos anos ímpares, devendo o operador da RNT apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta até 15 de outubro, sendo que cada atualização deve dispor somente sobre o horizonte temporal do PDIRT a que diz respeito.

5 — A atualização referida no número anterior contempla as medidas necessárias para garantir a adequação da rede e a segurança do abastecimento, bem como a componente económica e financeira, garantindo a sua coerência com o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia a que se refere a alínea b) do n.º 1 do artigo 30.º do Regulamento (UE) 2019/943, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

6 — Ao procedimento de atualização é aplicável o disposto nos n.os 4, 5 e 7 a 12 do artigo anterior.

7 — A atualização do PDIRT é aprovada mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

8 — O operador da RNT publica o PDIRT no seu sítio na Internet, mantendo a informação disponibilizada atualizada.

Artigo 127.º

Informação a disponibilizar no plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte de eletricidade e na caracterização da rede nacional de transporte de eletricidade

1 — Os documentos relativos aos instrumentos de planeamento referidos no artigo 124.º devem ser disponibilizados aos agentes do SEN em geral e, em particular, aos interessados em novos meios de produção, designadamente através da sua publicitação no sítio na Internet do operador da RNT.

2 — O operador da RNT disponibiliza nesses documentos:

a) Informação sobre as condições gerais dessas redes que possibilitem uma primeira análise das possibilidades de ligação;

b) Informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novos meios de produção tendo presente o mencionado nos relatórios de monitorização da segurança do abastecimento;

c) Eventuais limitações, devidamente justificadas, de valores máximos de injeção de potência decorrentes de limitações técnicas relacionadas com a segurança, a estabilidade e a fiabilidade de funcionamento da rede e do sistema produtor.

3 — Sem prejuízo do disposto quanto à prestação de informação ao operador de outra rede com a qual esteja ligado e aos intervenientes do SEN, às informações necessárias ao desenvolvimento coordenado das diversas redes, bem como ao seu funcionamento seguro e eficiente, o operador da RNT deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades e assegurar que a disponibilização de quaisquer informações relativas às suas próprias atividades que possam representar uma vantagem comercial seja feita de forma não discriminatória.

SECÇÃO III

Planeamento da rede nacional de distribuição de eletricidade

Artigo 128.º

Instrumentos de planeamento

1 — O planeamento da RND integra os seguintes instrumentos:

a) A caracterização da RND;

b) O PDIRD;

c) A avaliação das opções alternativas ao investimento na RND.

2 — A caracterização da RND deve conter a informação técnica que permita conhecer a situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações.

3 — O PDIRD é um plano quinquenal do desenvolvimento e investimento na RND, que reveste a natureza de programa setorial, nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

4 — Os investimentos em imobilizado que não sejam aprovados no PDIRD não são considerados para efeitos tarifários, salvo quando digam respeito a investimentos relacionados com uma comprovada urgência e adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas.

5 — O PDIRD contempla os elementos definidos no n.º 7 do artigo 124.º, todos com referência temporal a cinco anos.

6 — No processo de elaboração do PDIRD, o operador da RND tem em consideração:

a) A caracterização da RND, nos termos do n.º 2;

b) O RMSA mais recente;

c) Os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares;

d) O planeamento das redes de distribuição em BT, que inclui, designadamente, as solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT devidamente articuladas com os respetivos concedentes, bem como as licenças de produção atribuídas, e outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

7 — O PDIRD deve ser compatível com o PDIRT e incluir a identificação dos principais desenvolvimentos futuros da expansão da rede.

Artigo 129.º

Procedimento de elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte de eletricidade

1 — A proposta de PDIRD deve ser apresentada pelo operador da RND à DGEG e à ERSE.

2 — Recebida a proposta de PDIRD, a DGEG promove, no prazo de dois dias, as consultas nos termos do n.º 1 do artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, podendo determinar que os pareceres sejam emitidos em conferência procedimental de coordenação.

3 — No prazo de dois dias após o termo do prazo de pronúncia das entidades, a DGEG remete ao operador da RND os pareceres recebidos.

4 — Após a receção da proposta de PDIRD, a ERSE dispõe de 22 dias para promover, através de aviso a publicar no *Diário da República*, com a antecedência de cinco dias, a respetiva consulta pública, com duração de 30 dias, e disponibiliza, no seu sítio na Internet e com a mesma antecedência, os elementos relevantes para o efeito.

5 — Após o termo do período de consulta pública a ERSE dispõe de 22 dias para elaboração do respetivo relatório, que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RNT e da RND.

6 — A consulta pública referida no n.º 4 engloba o período de discussão pública previsto no artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, bem como o previsto no artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, na sua redação atual, para as finalidades previstas naqueles regimes jurídicos.

7 — No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública inicia-se o prazo de 30 dias para a DGEG, a ERSE e o operador da RNT emitirem e comunicarem entre si e ao operador de RND o respetivo parecer, o qual pode determinar a introdução de alterações à proposta.

8 — O parecer a emitir pela DGEG incide sobre as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético e o cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

9 — O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a necessidade de compatibilização com o PDIRT.

10 — Os pareceres a emitir pela DGEG e pela ERSE são limitados às matérias definidas, respetivamente, nos n.os 8 e 9.

11 — Recebidos os pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT, o operador de RND dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRD, que tem em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos.

12 — No prazo de 15 dias após a receção da proposta final do PDIRD, a DGEG envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, do operador de RNT e dos resultados da consulta pública.

13 — O membro do Governo responsável pela área da energia submete a proposta de PDIRD a discussão na Assembleia da República no prazo de 15 dias contados da data da sua receção.

14 — O PDIRD é aprovado por resolução do Conselho de Ministros, aplicando-se o disposto no artigo 51.º e no capítulo ix do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

15 — Cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RND previstos no PDIRD, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento

da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre a fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Artigo 130.º

Revisão, alteração e atualização do plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte de eletricidade

Os procedimentos para a revisão, alteração e atualização do PDIRD seguem, com as necessárias adaptações, o disposto no artigo 126.º, exceto quanto aos prazos de revisão e de atualização, que são, respetivamente, de cinco anos e nos anos pares, devendo o PDIRD ser apresentado até 15 de outubro à DGEG e à ERSE.

Artigo 131.º

Informação a disponibilizar no plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte de eletricidade e na caracterização da rede nacional de transporte de eletricidade

1 — Os documentos relativos aos instrumentos de planeamento referidos no artigo 128.º devem ser disponibilizados aos intervenientes no SEN e aos interessados em novos meios de produção, designadamente através da sua publicitação no sítio na Internet do operador da RND.

2 — Sem prejuízo do disposto no n.º 3 do artigo 127.º, o operador da RND disponibiliza nesses documentos:

a) Informação sobre as condições gerais das redes que possibilitem uma primeira análise das possibilidades de ligação;

b) Informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novos meios de produção.

CAPÍTULO VI

Comercialização de eletricidade

SECÇÃO I

Regime de exercício da atividade

Artigo 132.º

Comercialização e comercialização de último recurso

1 — A atividade de comercialização de eletricidade, que consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade a clientes, é exercida em regime de livre concorrência, estando sujeita a registo nos termos da secção II do presente capítulo.

2 — A atividade de comercialização de último recurso, que assegura as obrigações de serviço universal, é regulada, estando sujeita a licença nos termos previstos na secção III do presente capítulo.

3 — A atividade de comercialização de eletricidade é separada juridicamente das restantes atividades do SEN, sem prejuízo da possibilidade de o comercializador poder ser titular do direito de propriedade sobre UPAC detida por autoconsumidores.

4 — A atividade de comercialização de eletricidade está sujeita a supervisão da ERSE.

Artigo 133.º

Transparência comercial

1 — Os comercializadores estão obrigados a praticar transparência comercial.

2 — Nas suas abordagens comerciais, os comercializadores estão obrigados a identificar-se, a revelar a natureza da transação proposta e a transmitir todas as informações relevantes, incluindo as tarifas e preços aplicáveis, a sua duração e as características do serviço.

3 — A proposta tem de incluir as condições gerais e a ficha de caracterização padronizada, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

SECÇÃO II

Atividade de comercialização sujeita a registo

Artigo 134.º

Reconhecimento de comercializadores

1 — No âmbito do funcionamento de mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais de que o Estado Português seja parte, o reconhecimento da qualidade de comercializador por uma das partes significa o reconhecimento automático pela outra, nos termos previstos nos respetivos acordos.

2 — Compete à DGEG efetuar o registo dos comercializadores reconhecidos nos termos do número anterior, mediante protocolo a celebrar com as entidades administrativas dos países de origem nos termos dos respetivos acordos.

3 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o comercializador registado ao abrigo do presente artigo exerce a atividade nos termos definidos no presente decreto-lei e demais legislação aplicável.

Artigo 135.º

Procedimento para o registo de comercialização

1 — O pedido de registo é dirigido à DGEG e apresentado no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, instruído com os elementos constantes do anexo V do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante.

2 — Após a receção do pedido de registo, a DGEG verifica a respetiva conformidade, podendo, no prazo de 10 dias, solicitar ao requerente, por uma única vez, a apresentação de elementos adicionais, conferindo-lhe para o efeito prazo não superior a 20 dias, findo o qual é determinado o arquivamento do procedimento perante a não disponibilização dos elementos solicitados.

3 — A DGEG profere decisão no prazo de 30 dias a contar do pedido ou da remessa dos elementos adicionais, fixando as condições a que o mesmo fica sujeito.

4 — O pedido de registo considera-se tacitamente deferido se a DGEG não se pronunciar no prazo estabelecido no número anterior.

5 — O indeferimento é precedido de audiência prévia do requerente nos termos previstos no CPA.

6 — A DGEG divulga no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, e no seu sítio na Internet, a lista atualizada dos comercializadores de eletricidade reconhecidos e registados nos termos do presente decreto-lei, com a respetiva identificação e data de registo.

Artigo 136.º

Direitos e deveres dos comercializadores de eletricidade

1 — O titular de registo de comercialização de eletricidade tem os direitos e deveres estabelecidos no presente decreto-lei e nos demais regimes legais e regulamentares aplicáveis.

2 — Constituem direitos do comercializador, nomeadamente, os seguintes:

a) Transacionar eletricidade através dos mercados organizados ou através de contratos bilaterais com outros agentes de mercado, desde que cumpra os requisitos para acesso a estes mercados;

b) Agregar e representar em mercados de eletricidade produtores de eletricidade que não estejam abrangidos por regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, bem como a procura ou o armazenamento;

c) Ter acesso às redes e às interligações, nos termos legalmente estabelecidos, para entrega de eletricidade aos respetivos clientes;

d) Celebrar contratos de compra e venda de eletricidade com os clientes, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais;

e) Exigir aos seus clientes, nos termos da lei, a prestação de caução para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de compra e venda de eletricidade;

f) Contratar livremente a venda de eletricidade com os seus clientes;

g) Ter acesso aos dados que lhe permitam facultar aos respetivos clientes o acesso aos seus dados de consumo.

3 — Constituem deveres do comercializador, nomeadamente, os seguintes:

a) Cumprir todas as normas legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade;

b) Iniciar o exercício da atividade no prazo máximo de um ano após o seu registo;

c) Informar a DGEG da interrupção da atividade, que não pode exceder um ano, e apresentar comprovativo emitido pelo gestor global do SEN que confirme o período de interrupção;

d) Pagar as tarifas de uso das redes e outros serviços, bem como prestar as garantias contratuais legalmente estabelecidas;

e) Manter um registo atualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas;

f) Garantir níveis elevados de proteção dos consumidores, de acordo com o previsto no anexo VI do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante;

g) Disponibilizar, obrigatoriamente, aos titulares de centros eletroprodutores e instalações de armazenamento com potência instalada até 1 MW com quem tenha contratado a aquisição de energia, a opção de processamento da faturação da energia elétrica nos termos do n.º 11 do artigo 36.º do CIVA;

h) Divulgar informação referente à tarifa social de eletricidade e a sua aplicação aos clientes finais economicamente vulneráveis, através dos meios considerados adequados, designadamente nas suas páginas na Internet e em documentação que acompanhe as faturas enviadas aos clientes;

i) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

j) Enviar, de dois em dois anos, e igualmente através do balcão único eletrónico dos serviços, a informação atualizada referente à capacidade e idoneidade técnica e económica;

k) Assegurar a prestação de informações transparentes sobre os preços e tarifas aplicáveis e as condições normais de acesso e utilização dos seus serviços, nos termos determinados na legislação e regulamentação aplicáveis;

l) Prestar a demais informação devida aos clientes, designadamente sobre as opções tarifárias mais apropriadas ao seu perfil de consumo, para além da informação prevista no artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual;

m) Disponibilizar contratos de eletricidade a preços dinâmicos quando tenham mais de 200 000 clientes e desde que as respetivas instalações de consumo disponham de um contador inteligente, informando sobre as vantagens, riscos e custos inerentes àqueles contratos, obtendo o consentimento prévio do cliente final antes da mudança para este tipo de contrato;

n) Emitir faturação discriminada contendo os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores faturados, nos termos do disposto no anexo VII do presente decreto-lei e do qual é parte integrante, e nos regulamentos aplicáveis, designadamente no Regulamento de Relações Comerciais;

o) Incluir nas faturas ou na documentação que as acompanhe, bem como no material promocional posto à disposição dos clientes finais, as informações constantes do anexo VI do presente decreto-lei e do qual é parte integrante;

p) Proporcionar aos seus clientes meios de pagamento diversificados;

q) Não discriminar entre clientes e atuar com transparência nas suas operações;

r) Facultar, a todo o momento e de forma gratuita, o acesso do cliente aos seus dados de consumo, bem como o acesso a esses dados, mediante consentimento expresso do cliente, por outro comercializador;

s) Disponibilizar aos clientes, a título gratuito, informação periódica sobre o seu consumo e custos efetivos;

t) Apresentar propostas de fornecimento de eletricidade para as quais disponha de oferta a todos os clientes que o solicitem, dentro da área geográfica da sua atuação, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais, com respeito pelos princípios estabelecidos na legislação da concorrência;

u) Facilitar a mudança de comercializador, sempre que solicitado pelo cliente;

v) Enviar à ERSE, nos termos da regulamentação daquela entidade, com periodicidade anual e sempre que ocorram alterações, uma tabela dos preços de referência que se propõem praticar no âmbito da comercialização de eletricidade;

w) Publicitar os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT que praticam, designadamente nos respetivos sítios na Internet e em conteúdos promocionais;

x) Enviar à ERSE, de acordo com a periodicidade a definir por esta entidade, os preços efetivamente praticados a todos os clientes no semestre anterior;

y) Manter, durante um período de cinco anos, os registos relativos a todas as transações relevantes de contratos de fornecimento de eletricidade com clientes grossistas, operadores de redes de transporte e distribuição e gestor global do SEN, assim como os respetivos suportes contratuais, nos termos a regulamentar pela ERSE, tendo em consideração as orientações adotadas pela Comissão Europeia;

z) Apresentar à ERSE, através do balcão único eletrónico dos serviços, um relatório anual com a descrição das reclamações apresentadas, bem como o resultado das mesmas, nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço;

aa) Enviar à DGEG as informações necessárias para o exercício das suas competências em matéria estatística, identificadas em despacho do diretor-geral da DGEG;

bb) Facultar à ERSE toda a documentação necessária para o exercício das suas competências, incluindo a documentação económica e financeira, e o acesso direto aos registos e outros documentos que suportam a informação prestada e a informação relativa aos contratos de eletricidade a preços dinâmicos.

Artigo 137.º

Suspensão, extinção e transmissão do registo de comercialização

1 — O registo da atividade de comercialização de eletricidade não está sujeito a prazo de duração, sem prejuízo da sua suspensão ou extinção nos termos do presente decreto-lei.

2 — O registo da atividade de comercialização de eletricidade suspende-se mediante requerimento do interessado e autorização da DGEG, a proferir de acordo com o procedimento previsto no artigo 135.º, aplicável com as necessárias adaptações.

3 — O registo da atividade de comercialização de eletricidade extingue-se por caducidade ou por revogação.

4 — A extinção do registo por caducidade ocorre em caso de morte, dissolução, cessação da atividade ou aprovação da liquidação da sociedade em processo de insolvência e recuperação de empresas.

5 — Para além das situações previstas na lei, o registo pode ser revogado pela DGEG, na sequência de audiência prévia do requerente nos termos do CPA, quando se verifique a falsidade dos dados e declarações prestados no respetivo pedido, quando o seu titular deixar de cumprir os requisitos referentes à capacidade e idoneidade técnica e económica, ou faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade.

6 — O registo pode ainda ser revogado pela DGEG na sequência de declaração de renúncia apresentada pelo respetivo titular, através do balcão único referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, e com a antecedência mínima de quatro meses relativamente à data pretendida para a produção dos respetivos efeitos, devendo a DGEG, nessa data, proceder à revogação do registo.

7 — O registo da atividade de comercialização é pessoal e intransmissível, com exceção das situações de reestruturação societária.

8 — A revogação do registo da atividade de comercialização de eletricidade por perda da capacidade e idoneidade técnica e económica do comercializador implica a inibição do exercício da atividade por um período de cinco anos para a entidade titular do registo, os seus administradores ou gerentes, consoante o caso, bem como para todas as entidades participadas por aquela ou com quem aquela esteja em relação de domínio ou de grupo.

9 — A revogação do registo da atividade de comercialização de eletricidade é comunicada pela DGEG ao CUR, à ERSE, aos operadores de rede, ao OLMCA e ao gestor global do SEN.

SECÇÃO III

Comercializador de último recurso

Artigo 138.º

Atividade de comercializador de último recurso

1 — A atividade de CUR consiste na prestação de serviço público universal de fornecimento de eletricidade a clientes abastecidos em BT normal, com potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA enquanto forem aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais legalmente previstas e, após a extinção destas, ao fornecimento de eletricidade para satisfação das necessidades de clientes finais economicamente vulneráveis que o pretendam, nos termos do n.º 6 do artigo 289.º

2 — O serviço público universal inclui, ainda, o fornecimento de eletricidade aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, bem como nos locais em que não exista oferta de comercializadores de eletricidade em regime de mercado.

3 — A comercialização de último recurso abrange o território nacional continental.

Artigo 139.º

Atribuição de licença de comercialização de último recurso

1 — A atribuição de nova licença de CUR é efetuada mediante procedimento concorrencial.

2 — A abertura do procedimento e a aprovação das respetivas peças são efetuadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — A duração da licença de CUR é estabelecida nas peças do procedimento com um limite máximo de 20 anos, a contar da emissão da licença.

Artigo 140.º

Direitos e deveres do comercializador de último recurso

1 — Constitui direito do titular de licença de comercialização de último recurso o exercício da atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

2 — Pelo exercício da atividade de comercialização de último recurso é assegurada uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente.

3 — São, nomeadamente, deveres dos CUR:

a) Prestar o serviço público universal de fornecimento de eletricidade enquanto vigorarem as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, fornecer eletricidade aos clientes finais economicamente vulneráveis que o pretendam, nos termos do n.º 6 do artigo 289.º;

b) Adquirir energia nas condições estabelecidas na lei;

c) Assegurar o fornecimento de eletricidade em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, pelo tempo em que essa ausência se mantenha;

d) Fornecer eletricidade aos clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade, nos termos dos n.os 6 a 8;

e) Assegurar o fornecimento de eletricidade aos clientes finais cujos comercializadores em regime livre tenham recusado aplicar o regime de preços equiparados ao CUR, nos termos da lei;

f) Fornecer eletricidade aos clientes que tenham o estatuto de utilidade pública, nos termos da lei;

g) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

h) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade.

4 — Nas situações previstas nas alíneas c) e d) do número anterior, o CUR aplica as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, a tarifa de referência de venda a clientes finais, nos termos do Regulamento Tarifário.

5 — Verificando-se a situação prevista na alínea d) do n.º 3, o CUR notifica os clientes abrangidos, dando conhecimento de que é a entidade responsável pelo fornecimento de eletricidade durante um período máximo de quatro meses, devendo os clientes até ao final desse período contratualizar com um comercializador registado o fornecimento de eletricidade, de acordo com regras definidas na regulamentação da ERSE.

6 — Decorrido o período previsto no número anterior sem que o cliente tenha celebrado novo contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador registado, aplicam-se as regras definidas na regulamentação da ERSE.

7 — O CUR deve observar os seguintes critérios de independência:

a) Os administradores e os quadros de gestão do CUR não podem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam quaisquer outras atividades do SEN;

b) Cada CUR deve dispor de um código de boa conduta que assegure princípios de independência funcional da gestão e proceder à sua publicitação.

8 — O fornecimento, salvo casos fortuitos ou de força maior, só pode ser interrompido por razões de interesse público, de serviço ou de segurança, ou por facto imputável ao cliente ou a terceiros, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

9 — O CUR deve diferenciar a sua imagem e comunicação das restantes entidades que atuam no âmbito do SEN, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 141.º

Extinção e transmissão de licença de comercialização de último recurso

À extinção e transmissão da licença de CUR aplicam-se as regras definidas nas peças do procedimento concorrencial e, subsidiariamente com as necessárias adaptações, o disposto no artigo 137.º

Artigo 142.º

Aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso

1 — Com vista a garantir o abastecimento a preços razoáveis, fácil e claramente comprováveis e transparentes, o CUR:

a) Deve adquirir a eletricidade para abastecer os seus clientes através de mecanismos de mercado, nomeadamente através de leilões, em condições a estabelecer por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia;

b) Pode adquirir eletricidade para abastecer os seus clientes em mercados organizados;

c) Pode adquirir eletricidade através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados, em ambos os casos previamente aprovados pela ERSE, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 — O CUR deve gerir as diferentes formas de contratação referidas no número anterior e aprovadas pela ERSE para adquirir energia ao menor custo possível.

CAPÍTULO VII

Agregação de eletricidade

SECÇÃO I

Regime de exercício da atividade

Artigo 143.º

Agregação e agregação de último recurso

1 — A atividade de agregação de eletricidade, que consiste na combinação de flexibilidade de consumo, de eletricidade armazenada, de eletricidade produzida ou consumida de múltiplos clientes, para compra ou venda em mercados de eletricidade e/ou por contratação bilateral, é exercida em regime de livre concorrência, estando sujeita a registo, nos termos da secção II do presente capítulo.

2 — A atividade do agregador de último recurso, que consiste na obrigação de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP, bem como na aquisição de eletricidade aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, é regulada, estando sujeita a licença, nos termos previstos na secção III do presente capítulo.

3 — A atividade de agregação de eletricidade é separada contabilisticamente das restantes atividades do SEN.

4 — A atividade de agregação de eletricidade está sujeita a supervisão da ERSE.

Artigo 144.º

Transparência comercial

Os agregadores de eletricidade estão obrigados a praticar transparência comercial nos termos previstos no artigo 133.º

SECÇÃO II

Atividade de agregação de eletricidade sujeita a registo

Artigo 145.º

Procedimento para o registo de agregadores de eletricidade

1 — O pedido de registo é dirigido à DGEG e apresentado no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, instruído com os elementos constantes do anexo V do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante.

2 — Após a receção do pedido de registo, a DGEG verifica a respetiva conformidade, podendo, no prazo de 10 dias, solicitar ao requerente, por uma única vez, a apresentação de elementos adicionais, conferindo-lhe, para o efeito, prazo não superior a 20 dias, findo o qual, se não tiverem sido remetidos os elementos solicitados, é determinado o arquivamento do procedimento.

3 — A DGEG profere decisão no prazo de 30 dias a contar do pedido ou da remessa dos elementos adicionais, fixando as condições a que o mesmo fica sujeito.

4 — O pedido de registo considera-se tacitamente deferido se a DGEG não se pronunciar no prazo estabelecido no número anterior.

5 — O indeferimento é precedido de audiência prévia do requerente nos termos do CPA.

6 — A DGEG divulga no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, bem como no seu sítio na Internet, a lista atualizada dos agregadores de eletricidade reconhecidos e registados nos termos do presente decreto-lei, com a respetiva identificação e data de registo.

7 — Os comercializadores com registo atribuído nos termos do artigo 135.º que tenham interesse em exercer a atividade de agregação estão dispensados da obtenção do registo de agregador, ficando automaticamente habilitados a exercer a atividade de agregação após notificação à DGEG.

Artigo 146.º

Direitos e deveres dos agregadores

1 — O titular de registo de agregação de eletricidade tem os direitos e os deveres estabelecidos no artigo 136.º, com as necessárias adaptações, e na regulamentação aplicável.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, o titular de registo de agregação de eletricidade tem ainda, designadamente, direito a:

a) Transacionar eletricidade através dos mercados organizados ou através de contratos bilaterais com outros agentes de mercado, desde que cumpra os requisitos para acesso a estes mercados;

b) Agregar e representar em mercado produtores de eletricidade que não estejam abrangidos por regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;

c) Ter acesso às redes e às interligações, nos termos legalmente estabelecidos, para entrega de eletricidade aos respetivos clientes;

d) Contratar livremente a compra de eletricidade com os produtores que agrega.

Artigo 147.º

Extinção e transmissão do registo de agregador

1 — O registo da atividade de agregação de eletricidade não está sujeito a prazo de duração, sem prejuízo da sua extinção nos termos do presente decreto-lei.

2 — A extinção do registo da atividade de agregação de eletricidade e a sua transmissão são reguladas pelo disposto no artigo 137.º, com as necessárias adaptações.

SECÇÃO III

Agregador de último recurso

Artigo 148.º

Atividade de agregação de último recurso

1 — A atividade de agregação de último recurso consiste na aquisição de eletricidade:

a) Aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, e que é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados;

b) Aos produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;

c) Aos autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

2 — Nos casos referidos nas alíneas a) e c) do número anterior, a aquisição de eletricidade pelo agregador de último recurso ocorre quando não exista oferta de agregadores de eletricidade em regime de mercado ou quando o agregador tenha ficado impedido de exercer a atividade de agregador de eletricidade, aplicando-se as tarifas de referência definidas pela ERSE.

3 — Nos casos previstos no número anterior, os produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e os autoconsumidores devem, no prazo máximo de quatro meses, contratualizar com um agregador registado a aquisição de eletricidade, de acordo com regras definidas na regulamentação da ERSE.

Artigo 149.º

Atribuição de licença de agregador de último recurso

1 — A atribuição de licença de agregador de último recurso é efetuada mediante procedimento concorrencial.

2 — A abertura do procedimento e a aprovação das respetivas peças são efetuadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — A duração da licença de agregador de último recurso é estabelecida nas peças do procedimento, com um limite máximo de 20 anos, a contar da emissão da licença.

Artigo 150.º

Direitos e deveres do agregador de último recurso

1 — Constitui direito do agregador de último recurso o exercício da atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

2 — Pelo exercício da atividade de agregador de último recurso é devida uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente.

3 — São, designadamente, deveres do agregador de último recurso:

a) Colocar a eletricidade adquirida nos termos do n.º 1 do artigo 148.º em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados, em ambos os casos previamente aprovados pela ERSE, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais;

b) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

c) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade.

Artigo 151.º

Extinção e transmissão de licença do agregador de último recurso

À extinção e transmissão da licença de agregador de último recurso aplicam-se as regras definidas nas peças do procedimento concorrencial e, subsidiariamente, com as necessárias adaptações, o disposto no artigo 137.º

CAPÍTULO VIII

Operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

Artigo 152.º

Atividade de operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

1 — A atividade de operador logístico de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA) consiste no procedimento de mudança de comercializador de eletricidade pelo consumidor e de agregador por parte do produtor de eletricidade, cliente ou titular de instalação de armazenamento ou autoconsumidor.

2 — O exercício da atividade rege-se pelos princípios da utilização racional dos recursos, das regras de mercado, da livre concorrência e das obrigações de serviço público, de proteção dos consumidores e de proteção dos dados pessoais, de acordo com a legislação em vigor.

3 — A atividade de OLMCA abrange todo o território nacional continental e é exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN.

4 — A prestação dos serviços de mudança de comercializador ou de agregador é gratuita para o requerente.

5 — O tratamento de dados pessoais relativos ao consumidor, produtor, titular de instalação de armazenamento ou autoconsumidor, bem como a sua disponibilização aos demais intervenientes do SEN, efetua-se nos termos previstos na legislação de proteção de dados pessoais e depende de prévio consentimento do respetivo titular.

6 — O disposto no presente capítulo é aplicável ao SNG, com as necessárias adaptações.

Artigo 153.º

Atribuição de licença de operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

1 — A atribuição de licença de OLMCA é efetuada mediante procedimento concorrencial.

2 — A abertura do procedimento e a aprovação das respetivas peças é efetuada por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — A duração da licença de OLMCA é estabelecida nas peças do procedimento, com um limite máximo de 10 anos, a contar da emissão da licença.

Artigo 154.º

Direitos e deveres do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

1 — Constituem direitos do titular de licença de OLMCA:

a) Exercer a atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis;

b) Ser remunerado pelo serviço prestado;

c) Obter dos comercializadores e participantes no mercado com funções de agregação a informação necessária ao exercício da sua atividade.

2 — São, nomeadamente, deveres do OLMCA:

a) Operacionalização das mudanças de comercializador e de agregador nos mercados de eletricidade;

b) Gestão e manutenção da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e de participantes no mercado com funções de agregação;

c) Prestação de informação personalizada aos consumidores, produtores de eletricidade, titulares de instalações de armazenamento ou autoconsumidores, nomeadamente nos seguintes âmbitos:

i) Procedimento para a mudança de comercializador ou de agregador;

ii) Os termos e as condições de colocação da produção nos mercados organizados, designadamente os preços, a margem do serviço e os encargos pela participação no mercado;

iii) Outras informações relevantes para o consumidor, produtor titular de instalação de armazenamento ou autoconsumidor de eletricidade, no âmbito dos procedimentos de mudança de comercializador ou de agregador;

d) Garantir o atendimento telefónico e digital dos seus serviços através da Internet, sem prejuízo do atendimento digital assistido através da Rede Espaços do Cidadão nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2014, de 13 de maio, na sua redação atual;

e) Elaboração e publicação de relatórios semestrais relativos aos processos de mudança de comercializador e de participante em mercado com funções de agregação, a enviar à ERSE;

f) Transmissão dos elementos de informação necessários aos demais intervenientes no SEN.

Artigo 155.º

Procedimento

1 — Cabe ao consumidor, isoladamente ou em conjunto com outros consumidores, a escolha do comercializador para cada instalação de consumo de eletricidade e ao produtor, autoconsumidor, cliente ou titular de instalação de armazenamento a escolha do agregador para, respetivamente, cada centro eletroprodutor, UPAC, IU ou instalação de armazenamento.

2 — O procedimento é efetuado em plataforma eletrónica que garanta a mudança de comercializador ou de agregador de forma simples, célere e com proteção dos dados pessoais.

3 — São admitidas diversas formas de contratação, designadamente contratos à distância nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro, na sua redação atual, devendo ser sempre assegurada a confirmação, pelo requerente, da mudança solicitada.

4 — Compete ao OLMCA a verificação prevista no número anterior e a garantia, em todos os casos, da celeridade e transparência no procedimento de mudança.

5 — Cabe aos comercializadores e aos agregadores cedentes comunicar e comprovar junto do OLMCA quaisquer factos impeditivos da mudança.

Artigo 156.º

Contabilidade, custos e receitas do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

1 — Os registos contabilísticos respeitantes à atividade de OLMCA são individualizados e separados daqueles relativos a outras atividades.

2 — São custos do OLMCA os encargos de capital, financeiros, de pessoal e de serviços de terceiros referentes:

a) À instalação e gestão da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e de participantes no mercado com funções de agregação;

b) Ao atendimento e prestação de informações aos consumidores;

c) A outros custos, desde que aceites pela ERSE.

3 — São receitas do OLMCA:

a) O preço estabelecido pela ERSE correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários;

b) Supletivamente, as tarifas de eletricidade.

4 — A remuneração dos serviços prestados pelo OLMCA, a prestação de informação e a prestação de contas são efetuados nos termos do Regulamento Tarifário.

Artigo 157.º

Extinção e transmissão de licença de operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

À extinção e transmissão da licença de OLMCA aplicam-se as regras definidas nas peças do procedimento concorrencial.

Artigo 158.º

Regulação

1 — A atividade de OLMCA está sujeita à regulação pela ERSE no domínio específico das suas atribuições, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas.

2 — Compete à ERSE elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador e de agregador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação.

CAPÍTULO IX

Mercados de eletricidade

SECÇÃO I

Mercados organizados

Artigo 159.º

Atividade de mercados organizados

1 — O mercado organizado configura-se como um sistema com diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de eletricidade e de instrumentos financeiros cujo ativo subjacente seja eletricidade ou ativo equivalente.

2 — O mercado organizado em que se realizam operações a prazo sobre eletricidade ou ativo equivalente está sujeito a autorização, mediante portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia, nos termos do n.º 3 do artigo 207.º do Código dos Valores Mobiliários, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 486/99, de 13 de novembro, na sua redação atual.

Artigo 160.º

Integridade e transparência nos mercados

1 — O comércio de produtos energéticos grossistas obedece às normas do Direito da União Europeia, legislação nacional e sua regulamentação que regule a integridade e a transparência nos mercados grossistas.

2 — Os participantes nos mercados grossistas devem, em especial, respeitar as proibições de abuso de informação privilegiada e de manipulação de mercado, bem como as obrigações de reporte de transações e ordens de negociação, de divulgação de informações privilegiadas e de manutenção atualizada do registo de participante no mercado.

Artigo 161.º

Regime de exercício da atividade de mercados organizados

1 — O exercício da atividade de gestão de mercados organizados de eletricidade é livre, ficando sujeito a autorização.

2 — O exercício da atividade de gestão de mercados organizados é da responsabilidade dos operadores de mercados, sem prejuízo do disposto em legislação financeira que seja aplicável aos mercados em que se realizem operações a prazo.

3 — A entidade gestora do mercado deve ser autorizada pelo membro do Governo responsável pela área da energia e, nos casos em que a legislação assim obrigue, pelo membro do Governo responsável pela área das finanças.

4 — Podem ser admitidos como membros do mercado organizado os intermediários financeiros, produtores, comercializadores, agregadores, clientes e outros agentes que reúnam os requisitos previstos no n.º 2 do artigo 206.º do CVM e demais requisitos fixados pela entidade gestora do mercado, nos termos a regulamentar por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia, desde que em qualquer dos casos tenham celebrado contrato com um participante do sistema de liquidação ou com o gestor do sistema de liquidação das operações realizadas nesse mercado.

Artigo 162.º

Integração da gestão de mercados organizados

A gestão de mercados organizados integra-se no âmbito do funcionamento dos mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais celebrados entre o Estado Português e outros Estados-Membros da União Europeia.

Artigo 163.º

Operadores de mercado

1 — Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão do mercado organizado e pela concretização de atividades conexas, nos termos do número seguinte e da legislação financeira aplicável aos mercados em que se realizam operações a prazo.

2 — São deveres dos operadores de mercado, nomeadamente:

a) Gerir mercados organizados de contratação de eletricidade;

b) Assegurar que os mercados referidos na alínea anterior sejam dotados de adequados serviços de liquidação;

c) Fixar os critérios para a determinação dos índices de preços referentes a cada um dos diferentes tipos de contratos;

d) Divulgar informação relativa ao funcionamento dos mercados de forma transparente e não discriminatória, devendo, nomeadamente, publicar informação, agregada por agente, relativa a preços e quantidades transacionadas;

e) Comunicar ao gestor global do SEN toda a informação relevante para a respetiva atividade e para a gestão comercial da capacidade de interligação, nos termos do Regulamento de Operação das Redes.

SECÇÃO II

Atividade de registo e contratação bilateral de energia

Artigo 163.º-A

Âmbito da atividade de registo e contratação bilateral de energia

1 — A atividade de registo e contratação bilateral de energia consiste no registo de todas as transações operadas por contratos bilaterais de energia, nos quais pelo menos uma das partes é um agente de mercado.

2 — A atividade de registo e contratação bilateral de energia é constituída por:

a) Atividade de registo de contratos bilaterais de energia e/ou potência, nas suas condições de preço e de volume de contratos, de adesão obrigatória, sem prejuízo das demais obrigações aplicáveis no relacionamento, quando necessário, com o gestor global do SEN;

b) Atividade de contratação bilateral de energia e/ou potência, de adesão voluntária.

Artigo 163.º-B

Entidade gestora

1 — A gestão da atividade de registo e contratação bilateral de energia é assegurada pela entidade responsável pela gestão do mercado a prazo, nos termos do n.º 1 do artigo 4.º do Acordo Internacional de Santiago que criou o MIBEL, aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, de 23 de março, ou por qualquer uma das suas filiais, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — À entidade gestora da atividade de registo e contratação bilateral de energia podem ser atribuídas outras funções em procedimentos concorrenciais que sejam realizados no âmbito do funcionamento do SEN, nos termos que forem determinados nas respetivas peças do procedimento.

3 — A entidade gestora da atividade de registo e contratação bilateral de energia é sujeita à supervisão operativa da ERSE, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas nos domínios específicos das suas atribuições.

Artigo 163.º-C

Regulação

1 — Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas nos domínios específicos das suas competências, cabe à ERSE regulamentar a atividade de registo e contratação bilateral de energia.

2 — A regulação da atividade de registo e contratação bilateral de energia rege-se pelos princípios previstos no artigo 205.º do presente diploma.

3 — Compete à ERSE aprovar o Manual de Procedimentos da atividade de registo e contratação bilateral de energia, o qual deve ser proposto pela entidade gestora à ERSE, cabendo-lhe ainda a monitorização e supervisão da respetiva aplicação.

4 — A atividade de registo e contratação bilateral de energia está sujeita ao regime sancionatório legalmente aplicável ao setor energético.

Artigo 163.º-D

Princípios a que deve obedecer a atividade de registo e contratação bilateral de energia

A atividade de registo e contratação bilateral de energia e a respetiva gestão norteiam-se pelos seguintes princípios:

a) Transparência;

b) Não discriminação e igualdade de tratamento;

c) Imparcialidade e independência;

d) Promoção da concorrência entre os agentes de mercado;

e) Eficiência económica, garantindo que não são gerados custos desnecessários para o SEN.

Artigo 163.º-E

Regime de exercício da atividade de registo e contratação bilateral de energia

Os termos e condições da atividade de registo e contratação bilateral de energia são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, no prazo de 120 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 163.º-F

Integração da gestão da atividade de registo e contratação bilateral de energia

O funcionamento das atividades mencionadas no n.º 2 do artigo 163.º-A integra-se no âmbito do Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 (Regulamento 2024/1747).

SECÇÃO III

Mercado de serviços de sistema

Artigo 164.º

Atividade de mercados de serviços de sistema

O mercado de serviços de sistema corresponde a um processo de contratação dos serviços necessários para fazer face aos desequilíbrios entre geração e consumos reais, garantindo a segurança da operação e, ainda, a fiabilidade e a eficiência do SEN.

Artigo 165.º

Regime de exercício da atividade

1 — O exercício da atividade de gestão do mercado de serviços de sistema é da responsabilidade do gestor global do SEN, nos termos da regulamentação da ERSE.

2 — A gestão do mercado de serviços de sistema norteia-se por princípios de eficiência económica, transparência e não discriminação.

Artigo 166.º

Âmbito do mercado de serviços de sistema

1 — O mercado de serviços de sistema é de âmbito europeu, quando expressamente determinado pela legislação europeia, e de âmbito nacional nas restantes situações abrangendo a RNT, a RND e as redes de distribuição de eletricidade em BT.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o gestor global do SEN coordena-se com o gestor das redes de distribuição em AT, MT e BT tendo em vista assegurar a utilização otimizada e o funcionamento seguro e eficaz dos serviços de sistema localizados naquelas redes.

3 — Sem prejuízo do disposto no n.º 1, podem ser implementados mercados de serviços de sistema de âmbito regional sempre que seja identificada a sua necessidade, mediante a aprovação da ERSE.

Artigo 167.º

Contratação de serviços de sistema

1 — O processo de contratação dos serviços de sistema pelo gestor global do SEN rege-se por mecanismos de mercado competitivos, abertos e transparentes que visem minimizar os custos para o SEN, assegurando:

a) A não discriminação efetiva entre os participantes no mercado, tendo em conta as diferentes necessidades técnicas da rede de eletricidade e as diferentes capacidades técnicas das fontes de geração, de armazenamento de energia e de resposta da procura;

b) Uma definição transparente e tecnologicamente neutra dos serviços e a sua contratação de modo transparente e baseado no mercado;

c) O acesso não discriminatório a todos os participantes no mercado, quer individualmente quer através de agregação, incluindo a eletricidade de fontes de energia renovável variável, a resposta da procura e o armazenamento de energia.

2 — O gestor global do SEN pode, mediante aprovação da ERSE, celebrar contratos para o fornecimento de serviços de sistema que, pela sua especificidade, devam ser estabelecidos bilateralmente.

3 — Os serviços de sistema podem abranger produtos específicos, mediante prévia avaliação do gestor global do SEN e aprovação da ERSE, nos termos dos regulamentos europeus, das decisões vinculativas da ACER e demais regulamentação aplicável.

4 — Os serviços de sistema são prestados por todos os agentes de mercado habilitados nos termos da regulamentação aplicável, incluindo, entre outros, os centros eletroprodutores que produzam eletricidade a partir de fontes de energia renovável, a energia excedente da produção para autoconsumo, as instalações de armazenamento e os serviços de resposta da procura, incluindo através da agregação.

5 — Cabe à ERSE monitorizar a implementação das regras relativas à contratação de serviços de sistema, devendo publicar, numa base anual, um relatório de avaliação incluindo um plano de ação para implementação das melhores práticas.

Artigo 168.º

Desvios à programação

1 — Os agentes de mercado são integralmente responsáveis pelos desvios à programação que provocarem no SEN, nos termos definidos no Regulamento de Operação das Redes aprovado pela ERSE, podendo transferir essa responsabilidade a um agregador ou ao seu representante designado.

2 — O disposto no número anterior é aplicável aos centros eletroprodutores ou UPAC que beneficiem de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração, salvo nos casos em que a responsabilidade pelos desvios esteja expressamente afastada nos regimes legais de atribuição da respetiva remuneração.

CAPÍTULO X

Gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Naciona

Artigo 169.º

Princípios de gestão de risco no Sistema Elétrico Nacional

1 — A gestão do SEN deve orientar-se por princípios e critérios de gestão prudencial que minimizem os riscos decorrentes da mora ou incumprimentos das obrigações dos comercializadores e dos agentes de mercado no âmbito do uso das infraestruturas de rede e da sua participação na gestão global do SEN.

2 — Os comercializadores ou agentes de mercado prestam garantias tendo em consideração a gestão integrada dos riscos referidos no número anterior.

Artigo 170.º

Gestor de garantias

1 — A gestão integrada, em conjunto ou em separado, das garantias a prestar pelos comercializadores ou agentes de mercado é assegurada pelo gestor de garantias.

2 — A atividade de gestão de garantias é assegurada pelo operador definido no n.º 1 do artigo 4.º do Acordo Internacional de Santiago que criou o MIBEL, aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, de 23 de março, através de uma das empresas mencionadas nesse artigo ou qualquer uma das suas filiais.

3 — Ao gestor de garantias do SEN podem ser atribuídas outras funções em procedimentos concorrenciais que sejam realizados no âmbito do funcionamento do SEN, nos termos que forem determinados nas respetivas peças do procedimento.

4 — O gestor de garantias observa os procedimentos necessários ao reporte e controlo regulatório que lhe sejam impostos pela ERSE ou pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) para identificar e garantir a separação de procedimentos associados às funções referidas no número anterior e as previstas no n.º 1.

5 — As funções referidas no n.º 3 são remuneradas nos termos definidos nas respetivas peças do procedimento, sem encargos para os consumidores.

Artigo 171.º

Princípios a que deve obedecer o gestor de garantias

O gestor de garantias obedece aos seguintes princípios:

a) Prossecução do interesse público;

b) Imparcialidade e independência na sua atuação;

c) Igualdade de tratamento;

d) Promoção da concorrência entre os agentes;

e) Eficiência económica, garantindo que não são gerados custos desnecessários para o SEN;

f) Transparência das decisões, mediante a adoção de mecanismos de informação e de auditoria.

Artigo 172.º

Regulamentação

1 — Sem prejuízo das competências atribuídas à CMVM, cabe à ERSE regulamentar a atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN.

2 — A regulamentação da ERSE inclui, designadamente:

a) Os meios, a forma e as regras para o apuramento do valor das garantias;

b) As relações comerciais entre o gestor de garantias, os beneficiários finais das mesmas e os respetivos prestadores;

c) A imputação do valor das garantias entre os beneficiários finais nos casos em que aquelas se revelam insuficientes para cobertura dos danos;

d) A concretização de instrumentos de garantia solidária;

e) A remuneração da atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN;

f) Os mecanismos de auditoria a realizar ao gestor de garantias.

3 — A regulamentação prevista no presente artigo pode ainda conter disposições cautelares complementares visando evitar ou mitigar os riscos para o SEN, bem como mecanismos de regulação assimétrica que assegurem a promoção da concorrência.

Artigo 173.º

Regulação da atividade e sujeição ao regime sancionatório

1 — Sem prejuízo das competências atribuídas à CMVM, a atividade de gestão das garantias no âmbito do SEN é sujeita a regulação da ERSE.

2 — A regulação da atividade de gestão das garantias no âmbito do SEN rege-se pelos princípios previstos no artigo 205.º sem que tal implique um agravamento dos custos para os clientes finais.

3 — A atividade de gestão das garantias está ainda sujeita ao regime sancionatório do setor energético.

CAPÍTULO XI

Garantias de origem

Artigo 174.º

Atividade de emissão de garantias de origem

1 — A atividade de emissão de garantias de origem destina-se à emissão de comprovativo da quota ou quantidade de energia proveniente de fontes renováveis presente no cabaz energético de um determinado comercializador.

2 — A atividade de emissão de garantias de origem abrange a produção de eletricidade e de energia de aquecimento e arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis, dos gases de origem renovável e dos gases de baixo teor de carbono e rege-se pelo disposto no Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na sua redação atual, sem prejuízo do disposto no presente decreto-lei.

3 — A atividade de emissão de garantias de origem abrange o território nacional continental.

4 — O modo de exercício das funções da EEGO e o procedimento aplicável ao registo dos produtores consta de um manual de procedimentos elaborado pela EEGO e aprovado pela ERSE no prazo de 90 dias após a atribuição da licença prevista no artigo seguinte.

Artigo 175.º

Atribuição de licença de entidade emissora de garantias de origem

1 — A atribuição de licença de EEGO é efetuada mediante procedimento concorrencial.

2 — A abertura do procedimento e a aprovação das respetivas peças são efetuadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — A duração da licença de EEGO é estabelecida nas respetivas peças do procedimento com um limite máximo de 10 anos, a contar da emissão da licença.

Artigo 176.º

Direitos e deveres da entidade emissora de garantias de origem

1 — Constituem direitos do titular de licença de EEGO:

a) Exercer a atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis;

b) Ser remunerado pelo serviço prestado;

c) Realizar, diretamente ou através de auditores externos, ações de auditoria e monitorização das instalações e equipamentos de produção a partir de fontes de energia renovável, assim como dos equipamentos de medição de energia que permitam e assegurem a correta qualificação das instalações e a garantia ou certificação de origem da eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento produzidas;

d) Obter dos intervenientes do SEN a informação necessária ao exercício da sua atividade.

2 — São, nomeadamente, deveres da EEGO:

a) A emissão e o acompanhamento das garantias de origem, nos termos previstos no presente decreto-lei;

b) Implementar e gerir um sistema de emissão de garantias de origem da eletricidade e de energia de aquecimento e arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis, dos gases de origem renovável e dos gases de baixo teor de carbono, compreendendo o registo, a emissão, a transmissão e o cancelamento eletrónico dos respetivos comprovativos;

c) Disponibilizar para consulta pública a informação relevante e não confidencial relativa à emissão de garantias e de certificados de origem, nomeadamente através do seu sítio na Internet;

d) Realizar outras ações e procedimentos necessários ao desempenho das suas funções;

e) Utilizar, no desempenho das suas funções, critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios nos seus procedimentos;

f) O cumprimento do manual de procedimentos aprovado pela ERSE.

Artigo 177.º

Extinção e transmissão de licença de entidade emissora de garantias de origem

À extinção e transmissão da licença de EEGO aplicam-se as regras definidas nas peças do procedimento concorrencial.

Artigo 178.º

Contabilidade, custos e receitas da entidade emissora de garantias de origem

1 — Os registos contabilísticos respeitantes à atividade de emissão das garantias de origem são individualizados e separados daqueles relativos a outras atividades.

2 — São custos da EEGO os encargos de capital, financeiros, de pessoal e de serviços de terceiros referentes:

a) À instalação e gestão do sistema de emissão de garantias de origem;

b) À realização de ações de auditoria e monitorização das instalações no âmbito das suas competências;

c) A outros custos desde que aceites pela ERSE.

3 — São receitas da EEGO o preço, estabelecido pela ERSE, correspondente aos serviços prestados relativos a:

a) Pedidos de emissão, transferência e cancelamento de garantias de origem;

b) Ações de fiscalização realizadas pela EEGO no exercício das suas competências.

4 — O orçamento e o relatório e contas relativos à atividade da EEGO são aprovados pela ERSE.

Artigo 179.º

Regulação

1 — A atividade da EEGO está sujeita à regulação pela ERSE, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas nos domínios específicos das suas atribuições.

2 — Compete à ERSE aprovar o manual de procedimentos da EEGO na sequência de proposta por esta apresentada, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação.

CAPÍTULO XII

Consumidores

SECÇÃO I

Direitos e deveres dos consumidores

Artigo 180.º

Proteção dos consumidores

1 — No exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei, é assegurada a proteção dos consumidores, nomeadamente quanto à prestação do serviço, ao exercício do direito à informação, à qualidade da prestação do serviço, informação adequada quanto a tarifas e preços e à resolução de litígios, de acordo com o previsto na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual, e da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na sua redação atual.

2 — É assegurada proteção ao cliente final economicamente vulnerável, através da adoção de medidas de salvaguarda destinadas a satisfazer as suas necessidades de consumo.

3 — O presente decreto-lei assegura aos consumidores o acesso à atividade de ACI e ACC, bem como o direito a integrar CER, comunidades de cidadãos para a energia e a participar de forma ativa nos mercados de eletricidade ou estabelecer contratos bilaterais, diretamente ou através de um agregador.

Artigo 181.º

Direito à prestação do serviço

1 — A todos os consumidores é garantido o fornecimento de eletricidade nos termos previstos no presente decreto-lei, podendo ser adquirida diretamente a produtores, a comercializadores ou através dos mercados organizados.

2 — Os consumidores têm o direito ao fornecimento de eletricidade com observância dos seguintes princípios:

a) Acesso às redes a que se pretendam ligar;

b) Acesso a um comercializador;

c) Acesso à celebração de um contrato de fornecimento ou, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, de vários contratos de fornecimento em simultâneo com vários comercializadores desde que a ligação e os pontos de contagem necessários se encontrem estabelecidos;

d) Acesso a ampla escolha quanto aos métodos de pagamento, simples e não discriminatórios, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais;

e) Acesso à mudança de comercializador e de agregador, sem quaisquer encargos associados, sem número limite de mudanças e em prazo razoável;

f) Acesso à tarifa de referência dos comercializadores para os fornecimentos em BT.

3 — Com o objetivo de divulgar informação relevante para os consumidores para a contratação do fornecimento de energia elétrica, a ERSE elabora, anualmente, um relatório sobre as tarifas de referência para o fornecimento em BT, os quais, para os efeitos aqui previstos, resultam da soma das tarifas de acesso às redes, tal como definidas no Regulamento Tarifário, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica.

4 — Para os efeitos do número anterior, o custo de referência da atividade da comercialização é determinado com base na informação respeitante aos proveitos permitidos ao CUR, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

5 — Para os efeitos do n.º 3 os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia elétrica por parte do CUR previsto no Regulamento Tarifário.

Artigo 182.º

Direito à informação

1 — Os consumidores têm direito a aceder às seguintes informações:

a) A informação necessária ao exercício dos seus direitos, a indicação da legislação em vigor e os meios de resolução de litígios disponíveis;

b) Acesso simples e gratuito aos seus próprios dados de consumo e de contagem através de mecanismos fáceis, transparentes, não discriminatórios e interoperáveis, bem como dados necessários para mudança de comercializador, participação da procura em mercados e outros serviços e, gratuitamente e mediante consentimento prévio, permitir a terceiros o acesso aos seus dados;

c) No caso de existir um contador inteligente, acesso ao consumo real de eletricidade e período de utilização efetivo, devendo:

i) Os dados validados sobre o histórico de consumo serem fácil e seguramente acessíveis e visualizáveis pelos clientes finais, ou a terceiros em seu nome, mediante pedido, sem custos adicionais;

ii) Os dados não validados sobre o consumo em tempo quase real serem igualmente disponibilizados de forma fácil e segura aos clientes finais, ou a terceiros em seu nome, sem custos adicionais, através de uma interface normalizada ou um acesso remoto, a fim de apoiar os programas de eficiência energética automatizada, a resposta da procura e outros serviços;

d) Informação completa e adequada de forma a promover a eficiência energética;

e) Informação completa e adequada de forma a permitir a sua participação nos mercados de eletricidade;

f) Acesso atempado a toda a informação de caráter público, de uma forma clara e objetiva, capaz de permitir a liberdade de escolha sobre as melhores opções de fornecimento;

g) Consulta prévia sobre todos os atos que possam vir a modificar o conteúdo dos seus direitos;

h) Informação não discriminatória e adequada às suas condições específicas, em particular no que respeita aos clientes finais economicamente vulneráveis;

i) As datas de extinção das tarifas transitórias de venda de eletricidade a clientes finais, nos termos do artigo 288.º, os efeitos associados à ausência de mudança para um comercializador em regime de mercado livre, bem como os mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, a disponibilizar pela ERSE nos termos do número seguinte.

2 — Para efeito do disposto no número anterior, a ERSE disponibiliza, no seu sítio na Internet, pelo menos, as seguintes informações:

a) Os direitos e deveres dos consumidores;

b) Os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT de todos os comercializadores, nos termos do artigo 184.º;

c) A legislação em vigor;

d) A identificação dos meios à disposição dos consumidores para o tratamento de reclamações e resolução extrajudicial de litígios.

Artigo 183.º

Direito à qualidade da prestação do serviço

1 — O serviço a prestar pelos operadores de rede, comercializadores e agregadores obedece aos níveis de qualidade estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 — Os consumidores têm direito a ser compensados quando se verifique inobservância dos níveis de qualidade de serviço estabelecidos.

Artigo 184.º

Direito à informação sobre tarifas e preços

1 — Os consumidores têm o direito a ser informados, de forma transparente e não discriminatória, sobre preços e tarifas aplicáveis e condições normais de acesso e utilização dos serviços de eletricidade.

2 — A ERSE mantém em funcionamento uma ferramenta gratuita de comparação das ofertas dos comercializadores que cobre todo o mercado liberalizado em território nacional continental.

3 — A ferramenta referida no número anterior:

a) É mantida permanentemente atualizada;

b) Disponibiliza os critérios que suportam a comparação feita;

c) Utiliza uma linguagem simples e clara;

d) Garante a utilização por pessoas com deficiência;

e) Inclui um mecanismo eficaz de comunicação e correção de erros ou omissões detetados.

4 — A ferramenta de comparação a que se referem os números anteriores é acessível a, pelo menos, todos os clientes domésticos e microempresas com um consumo anual de eletricidade previsto inferior a 100 000 kWh.

5 — Os comercializadores e operadores das redes de distribuição de eletricidade prestam informação aos seus clientes nos termos e na forma estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 185.º

Reclamações e resolução extrajudicial de conflitos

1 — O tratamento eficiente das reclamações e a resolução extrajudicial de litígios nos termos previstos na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual, é assegurado através de um balcão único destinado ao atendimento, informação, processamento e tratamento das reclamações, disponibilizado pela ERSE, sem prejuízo do recurso a mecanismos de resolução de litígios alternativos.

2 — Sem prejuízo dos casos em que haja lugar à aplicação do regime previsto no Decreto-Lei n.º 156/2005, de 15 de setembro, na sua redação atual, os comercializadores e agregadores devem implementar procedimentos adequados ao tratamento célere e harmonizado de reclamações e pedidos de informação que lhe sejam apresentados pelos clientes.

3 — Os procedimentos previstos no número anterior devem permitir que as reclamações e pedidos apresentados sejam decididos de modo justo e rápido nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço.

4 — Os requisitos a observar nos procedimentos referidos no número anterior são definidos em regulamentação da ERSE.

5 — A ERSE publica no seu sítio na Internet as conclusões dos relatórios apresentados pelos comercializadores e pelos agregadores nos termos do disposto na alínea z) do n.º 3 do artigo 136.º com a indicação do volume de reclamações recebidas pela ERSE e a identificação do comercializador em causa.

6 — Sem prejuízo do recurso aos tribunais e às entidades responsáveis pela defesa e promoção dos direitos dos consumidores, os litígios de consumo estão sujeitos a arbitragem necessária quando, por opção expressa dos consumidores, sejam submetidos à apreciação do tribunal arbitral dos centros de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizados, nos termos previstos no artigo 15.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual.

Artigo 186.º

Clientes finais economicamente vulneráveis

1 — Os clientes finais economicamente vulneráveis têm acesso:

a) À tarifa social de eletricidade;

b) Ao fornecimento de eletricidade pelo CUR mediante tarifa definida pela ERSE após extinção das tarifas transitórias legalmente estabelecidas, caso o pretendam;

c) Aos mecanismos de apoio estabelecidos na Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética.

2 — São clientes finais economicamente vulneráveis os que preencham os requisitos definidos nos instrumentos referidos no número anterior, aplicando-se supletivamente, na falta de definição daqueles requisitos, os estabelecidos para o acesso à tarifa social.

Artigo 187.º

Autoconsumo e participação em comunidades

1 — É assegurado ao consumidor o direito de se tornar autoconsumidor, nas condições previstas no presente decreto-lei.

2 — Aos consumidores que exerçam atividade de autoconsumo é assegurado que:

a) As tarifas de acesso às redes são baseadas nos respetivos custos;

b) A definição dos demais encargos, taxas e impostos aplicáveis, contribui de forma adequada, justa e equilibrada para a partilha dos custos globais do sistema, em consonância com uma análise transparente da relação custo-benefício da distribuição das fontes energéticas desenvolvida pelas autoridades nacionais competentes;

c) A integração em comunidades é acessível a todos os consumidores, inclusivamente a famílias com baixos rendimentos ou em situação vulnerável;

d) A opção de deixar de integrar uma comunidade é livre e não implica qualquer encargo decorrente da mudança;

e) A informação relativa aos procedimentos a adotar para a constituição e participação numa comunidade, incluindo ferramentas de simulação da respetiva viabilidade técnica e económica, bem como dos instrumentos financeiros disponíveis, é disponibilizada de forma simples, transparente e sem custos.

Artigo 188.º

Deveres dos consumidores

Constituem deveres dos consumidores:

a) Prestar as garantias a que estejam obrigados por lei;

b) Proceder aos pagamentos a que estejam obrigados;

c) Contribuir para a melhoria da proteção do ambiente;

d) Contribuir para a melhoria da eficiência energética e da utilização racional de energia;

e) Manter em condições de segurança as suas instalações e equipamentos, nos termos das disposições legais e regulamentares aplicáveis;

f) Facultar todas as informações estritamente necessárias ao fornecimento de eletricidade.

SECÇÃO II

Comunidades de energia

Artigo 189.º

Comunidades de energia renovável

1 — A CER é uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei, mediante adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, por estes controlada e que, cumulativamente:

a) Os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolvam atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia, incluindo necessariamente UPAC;

b) Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela CER ou por terceiros, desde que em benefício e ao serviço daquela;

c) A CER tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros.

2 — As CER têm a faculdade de:

a) Produzir, consumir, armazenar, comprar e vender energia renovável com os seus membros ou com terceiros;

b) Partilhar e comercializar entre os seus membros a energia renovável produzida por UPAC ao seu serviço, com observância dos outros requisitos previstos no presente artigo, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores;

c) Aceder a todos os mercados de energia, incluindo de serviços de sistema, tanto diretamente como através de agregação.

3 — O exercício das atividades referidas no número anterior processa-se nos termos definidos no presente decreto-lei.

4 — Sem prejuízo do disposto no n.º 1, a CER é integralmente responsável pelos desvios à programação que provocar no SEN nos termos definidos no Regulamento de Operação das Redes, podendo transferir essa responsabilidade a um agregador ou ao seu representante designado.

5 — O acesso dos consumidores a uma CER não pode ser sujeito a condições ou a procedimentos injustificados ou discriminatórios que impeçam a sua participação.

6 — A CER deve admitir a saída de qualquer dos seus participantes, sob condição do cumprimento das obrigações a que esteja vinculado.

7 — As CER podem, para além dos modos de partilha previstos no n.º 2 do artigo 87.º, proceder à partilha de energia através de recurso a sistemas específicos de gestão dinâmica.

Artigo 190.º

Regime aplicável às comunidades de energia renovável

Em matéria de direitos, deveres e contagem da energia produzida na CER e relacionamento comercial, são aplicáveis, com as necessárias adaptações, as regras do ACC.

Artigo 191.º

Comunidades de cidadãos para a energia

1 — A comunidade de cidadãos para a energia é uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei mediante adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, e que:

a) Vise proporcionar benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus membros ou titulares de participações sociais ou às zonas locais onde operam não podendo o seu objetivo principal consistir na obtenção de lucros financeiros;

b) Pode participar em atividades de produção, inclusive de energia de fontes renováveis, de distribuição, de comercialização, de consumo, de agregação, de armazenamento de energia, de prestação de serviços de eficiência energética, ou de serviços de carregamento para veículos elétricos ou prestar outros serviços energéticos aos seus membros ou aos titulares de participações sociais.

2 — As comunidades de cidadãos para a energia regem-se pelo disposto nos artigos referentes às CER com as seguintes especificidades:

a) Podem ser proprietárias, estabelecer, comprar ou alugar RDF e efetuar a respetiva gestão, nos termos definidos no presente decreto-lei;

b) Podem produzir, distribuir, comercializar, consumir, agregar e armazenar energia independentemente de a fonte primária ser renovável ou não renovável.

SECÇÃO III

Estatuto do Cliente Eletrointensivo

Artigo 192.º

Âmbito

1 — As instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram os requisitos definidos no artigo 194.º estão habilitadas a requerer o Estatuto do Cliente Eletrointensivo.

2 — O Estatuto previsto no número anterior estabelece um conjunto de obrigações e de medidas de apoio que visam 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.

Artigo 193.º

Obtenção do Estatuto

1 — As instalações de consumo que pretendam obter o Estatuto do Cliente Eletrointensivo remetem à DGEG, até ao dia 15 de junho de cada ano, os elementos que permitam verificar o disposto no artigo seguinte.

2 — A DGEG pode solicitar, no prazo máximo de 10 dias e por uma única vez, elementos adicionais, os quais são apresentados no prazo máximo de 10 dias, sob pena de rejeição imediata do pedido.

3 — No prazo de 30 dias após a submissão dos elementos previstos no número anterior, a DGEG notifica o requerente do resultado da apreciação, aceitando ou rejeitando o pedido.

4 — Em caso de apreciação favorável, a DGEG remete, no prazo de cinco dias após a notificação prevista no número anterior, a minuta do contrato de adesão ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo que contém as obrigações e as medidas de apoio previstas no artigo 195.º

5 — A verificação das condições de elegibilidade das instalações de consumo é aferida pela DGEG, numa base anual.

Artigo 194.º

Requisitos

1 — Os membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia estabelecem, mediante portaria, os requisitos a observar na obtenção do Estatuto do Cliente Eletrointensivo, designadamente os limiares mínimos habilitantes referentes:

a) Ao consumo médio anual de energia elétrica;

b) Ao grau de eletrointensidade.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, a obtenção do Estatuto do Cliente Eletrointensivo depende, ainda, dos seguintes requisitos cumulativos:

a) Integração nos setores de atividade identificados no anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as «Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022»;

b) Ligação à RESP;

c) Cumprimento dos requisitos estabelecidos no âmbito do CELE ou do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia, em conformidade com o disposto nos respetivos regimes jurídicos.

Artigo 195.º

Obrigações e medidas de apoio

1 — As instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo ficam sujeitas ao cumprimento cumulativo das seguintes obrigações:

a) Instalação dos equipamentos de medida, registo e controlo que garantam a monitorização e verificação do requisito referido na alínea a) do n.º 1 do artigo anterior;

b) Implementação, num prazo máximo de três anos após a adesão da instalação ao presente Estatuto, de um sistema de gestão de energia, auditável e certificado segundo a norma EN ISO 50001:2018 ou sua sucessora por um organismo de certificação acreditado pelo IPAC, I. P., para o efeito.

2 — As instalações previstas no número anterior têm direito, designadamente, às seguintes medidas de apoio:

a) Redução de 75 % ou 85 % 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, não podendo tal redução pressupor um pagamento do encargo em valor inferior a 0,5 €/MWh;

b) Isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no artigo 83.º, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, na componente de energia elétrica autoconsumida através de UPAC;

c) Compensação, quando aplicável, dos custos indiretos de CO_2 para as empresas abrangidas pelo CELE sujeitas a um risco elevado de fuga de carbono nos termos do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, e na regulamentação nacional aplicável;

d) Acesso a um mecanismo de cobertura de risco, por conta do Estado, na aquisição de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis através de contratos de longa duração.

3 — Para efeitos do disposto na alínea a) do número anterior, a intensidade do apoio é de:

a) 85 % do custo elegível se a instalação pertencer a um setor «em risco significativo» de acordo com o anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as «Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022»;

b) 75 % do custo elegível se a instalação pertencer a um setor «em risco» de acordo com o anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as «Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022».

4 — Não obstante o disposto no número anterior, a intensidade do apoio pode ser aumentada até 85 % para as instalações pertencentes a setores «em risco», desde que as instalações demonstrem que pelo menos 50 % do seu consumo de eletricidade provém de fontes de energia renováveis e, cumulativamente, pelo menos 10 % desse consumo seja assegurado por um instrumento de contratação a prazo ou contrato bilateral, ou pelo menos, 5 % abrangido por autoconsumo de origem renovável.

5 — O cumprimento da obrigação de comprovação de consumo abastecido por fonte renovável deve efetuar-se mediante o cancelamento, para a instalação consumidora, das correspondentes garantias de origem, incluindo na parcela que respeite a contratação através de instrumentos de contratação a prazo.

6 — As obrigações e as medidas de apoio previstas nos números anteriores são regulamentadas na portaria prevista no n.º 1 do artigo anterior, com exceção da medida estabelecida na alínea c) do n.º 2, cuja regulamentação segue o disposto no respetivo regime jurídico.

CAPÍTULO XIII

Tarifa social de eletricidade

SECÇÃO I

Âmbito subjetivo da tarifa social de eletricidade

Artigo 196.º

Beneficiários

1 — Os clientes finais economicamente 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.

2 — São considerados clientes finais economicamente vulneráveis as pessoas singulares que se encontrem numa das seguintes situações:

a) Beneficiem do complemento solidário para idosos;

b) Beneficiem do rendimento social de inserção;

c) Beneficiem de prestações de desemprego;

d) Beneficiem do abono de família;

e) Beneficiem de pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão;

f) Beneficiem da pensão social de velhice.

3 — Para efeitos do disposto no n.º 1 são, ainda, considerados clientes finais economicamente vulneráveis as pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em BT normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo nos termos estabelecidos no número seguinte, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

4 — Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6272,64 €, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufira qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

5 — Para efeitos do disposto no número anterior, considera-se agregado familiar, em cada ano, o conjunto de pessoas constituído pelo cliente final e os dependentes a seu cargo nos termos definidos no Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 442-A/88, de 30 de novembro, na sua redação atual.

6 — O apuramento do rendimento máximo anual é feito nos termos do n.º 2 do artigo 3.º da Portaria n.º 311-D/2011, de 27 de dezembro, na sua redação atual.

7 — O rendimento anual máximo é anualmente revisto com vista à sua adequação à situação vigente no SEN.

8 — Sem prejuízo da responsabilidade criminal a que possa haver lugar nos termos da lei, a prestação de falsas declarações pelo cliente final relativas aos critérios de elegibilidade e que visem a aplicação da tarifa social em seu benefício são sancionadas nos termos definidos no regime sancionatório do setor elétrico.

Artigo 197.º

Monitorização

A DGEG, em articulação com a Segurança Social e com a Autoridade Tributária e Aduaneira, elabora um relatório, dirigido ao membro do Governo responsável pela área da energia e com periodicidade anual, com indicação do número de clientes finais que beneficiam da tarifa social.

SECÇÃO II

Fixação e financiamento da tarifa social

Artigo 198.º

Fixação da tarifa social

1 — A tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em BTN, nos termos a definir no Regulamento Tarifário.

2 — O valor do desconto referido no número anterior é determinado por despacho do membro do Governo responsável pela energia, ouvida a ERSE.

3 — O despacho previsto no número anterior é publicado até 20 de setembro de cada ano para efeitos do cálculo das tarifas de energia elétrica do ano seguinte.

Artigo 199.º

Incidência subjetiva da tarifa social

1 — Os custos da tarifa social e o seu financiamento incidem sobre os titulares dos centros eletroprodutores, os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função de consumo.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, consideram-se demais agentes de mercado na função de consumo os consumidores e outros agentes que adquiram energia elétrica diretamente no mercado grossista, sem intermediação de comercializadores.

3 — Os custos da tarifa social e o seu financiamento alocados ao conjunto dos titulares centros eletroprodutores elegíveis são suportados individualmente por cada centro eletroprodutor em função da potência de ligação, nos termos do artigo 199.º-B.

4 — Os custos da tarifa social e o seu financiamento alocados ao conjunto dos comercializadores são suportados individualmente em função das quantidades anuais de energia ativa faturada, nos termos do artigo 199.º-B.

5 — Os custos da tarifa social e o seu financiamento alocados ao conjunto dos demais agentes de mercado na função de consumo são suportados individualmente em função das quantidades anuais de energia ativa adquirida, nos termos do artigo 199.º-B.

6 — Para efeitos do disposto nos n.os 4 e 5, não são consideradas as quantidades de energia faturadas por comercializadores que a montante adquiram energia a outro comercializador, de modo a evitar uma dupla contabilização na repartição do financiamento da tarifa social.

7 — Compete à ERSE garantir a operacionalização do financiamento da tarifa social.

Artigo 199.º-A

Isenções ao financiamento da tarifa social

1 — Para efeitos da determinação dos custos da tarifa social e do seu financiamento alocados ao conjunto dos titulares dos centros eletroprodutores, não são consideradas as quantidades injetadas pelos seguintes produtores:

a) Os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária renovável, não hídrica, que, até 31 de dezembro de 2023:

i) Beneficiem de regimes de remuneração garantida;

ii) Beneficiem de regimes bonificados de apoio à remuneração; ou

iii) Paguem contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade atribuído na modalidade de procedimento concorrencial;

b) Os titulares de aproveitamentos hidroelétricos ou de centros eletroprodutores com fonte de energia primária renovável com potência de ligação, fixada no procedimento de controlo prévio, igual ou inferior a 10 MVA;

c) Os titulares de instalações de armazenamento, com recurso a baterias, para injeção a montante na rede, nos termos da regulamentação a aprovar pela ERSE;

d) Os titulares de instalações de produção de eletricidade em regime de cogeração.

2 — A isenção prevista na alínea a) do número anterior cessa quando deixarem de se verificar as condições previstas nas respetivas subalíneas.

Artigo 199.º-B

Fórmula de determinação do financiamento da tarifa social

1 — O cálculo do montante das contribuições para o financiamento da tarifa social é efetuado em função da proporção da energia da RESP utilizada:

a) Pelos titulares dos centros eletroprodutores;

b) Pelos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior:

a) A proporção da energia da RESP utilizada pelos titulares dos centros eletroprodutores corresponde à quantidade de energia injetada pelos produtores, que seja medida pelos operadores de rede no ponto de ligação das instalações dos titulares dos centros eletroprodutores à RESP;

b) A proporção da energia da RESP utilizada pelos comercializadores e demais agentes de mercado corresponde, respetivamente, às quantidades faturadas pelos comercializadores e às quantidades adquiridas pelos demais agentes de mercado na função de consumo, que sejam medidas nos pontos de entrega do consumo.

3 — O montante resultante do disposto na alínea a) do número anterior é proporcionalmente alocado aos titulares dos centros eletroprodutores em função da potência de ligação, deduzida de 10 MVA, e do período para o qual o centro disponha de licença de exploração, sempre que este período não corresponda à totalidade do período anual.

4 — O montante resultante do disposto na alínea b) do n.º 2 é proporcionalmente alocado aos comercializadores e demais agentes de mercado em função, respetivamente, da proporção da energia ativa que cada um faturou ou da proporção da energia ativa que cada um adquiriu.

Artigo 199.º-C

Deveres de reporte

1 — As entidades financiadoras da tarifa social, nos termos do artigo 199.º, e os operadores de rede reportam mensalmente os valores relativos à incidência ao gestor global do SEN, que, sempre que solicitado, envia dados anuais consolidados à ERSE até ao dia 30 de abril do ano seguinte a que respeitam.

2 — Em caso de incumprimento dos deveres de reporte, de inconsistências nos dados recebidos ou para efeitos previsionais, a ERSE efetua uma estimativa das quantidades de energia faturada, de acordo com a informação disponível, sem prejuízo da sua ulterior correção e liquidação definitivas.

3 — O incumprimento do dever de reporte ao gestor global do SEN ou à ERSE previsto no presente artigo constitui contraordenação punível nos termos da alínea j) do n.º 3 do artigo 28.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Artigo 199.º-D

Apuramento do financiamento

1 — A ERSE, com base na informação de que disponha, efetua uma estimativa anual dos valores de financiamento da tarifa social devidos:

a) Pelos titulares dos centros eletroprodutores;

b) Pelo conjunto dos comercializadores e dos demais agentes de mercado na função do consumo.

2 — Os valores de financiamento da tarifa social são apurados em definitivo pela ERSE no ano seguinte ao da sua estimativa, com base em valores reais e auditados, sendo a diferença entre a estimativa efetuada no ano anterior e o valor definitivo considerada no processo de cálculo do financiamento da tarifa social.

3 — O apuramento da liquidação da tarifa social, incluindo o valor dos acertos e ajustes relativos a anos anteriores, é submetido pela ERSE a consulta pública, através de publicação no seu sítio na Internet, pelo prazo de 30 dias corridos.

Artigo 199.º-E

Cobrança

1 — Os custos com a tarifa social são devidos ao gestor global do SEN, que promove a sua cobrança por todos os meios ao seu dispor, incluindo judiciais e compensação de créditos.

2 — Enquanto não forem pagos pelos respetivos agentes, os custos com o financiamento da tarifa social são provisoriamente suportados pelo operador da RNT.

SECÇÃO III

Atribuição e aplicação da tarifa social

Artigo 200.º

Condições de atribuição

1 — Os clientes finais economicamente vulneráveis que podem beneficiar da tarifa social devem reunir cumulativamente os seguintes requisitos:

a) Serem titulares de contrato de fornecimento de energia elétrica;

b) O consumo de energia elétrica destinar-se exclusivamente a uso doméstico, em habitação permanente;

c) As instalações serem alimentadas em BTN com potência contratada igual ou inferior a 6,9 kVA.

2 — Cada cliente final economicamente vulnerável apenas pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de energia elétrica em BT.

3 — Na atribuição da tarifa social devem ser assegurados os princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação.

Artigo 201.º

Processamento

1 — A DGEG define o número de clientes finais que beneficiam da tarifa social, nos termos de protocolo a definir pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, da segurança social e da energia.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, os comercializadores de energia elétrica remetem à DGEG a informação necessária à identificação dos titulares de contratos de fornecimento de energia elétrica.

3 — O tratamento de dados pessoais previsto nos números anteriores carece de parecer prévio da Comissão Nacional de Proteção de Dados.

4 — A identificação dos potenciais beneficiários é objeto de notificação individual para a sua eventual oposição no prazo de 30 dias, sob pena da atribuição automática da tarifa social.

5 — A manutenção da tarifa social depende da confirmação, por parte da DGEG, em setembro de cada ano, da condição de cliente final economicamente vulnerável nos termos do presente decreto-lei.

Artigo 202.º

Aplicação

1 — A aplicação da tarifa social aos clientes finais economicamente vulneráveis é da responsabilidade dos comercializadores que com eles tenham celebrado contrato de fornecimento de energia elétrica.

2 — O desconto inerente à tarifa social deve ser identificado de forma clara e visível nas faturas enviadas pelos comercializadores aos clientes que beneficiem do respetivo regime.

CAPÍTULO XIV

Regulação

SECÇÃO I

Objetivos e atividades sujeitas a regulação

Artigo 203.º

Finalidade da regulação do Sistema Elétrico Nacional

A regulação do SEN tem por finalidade contribuir para assegurar a eficiência e a racionalidade das atividades em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrada nos objetivos da realização do mercado interno da eletricidade.

Artigo 204.º

Atividades sujeitas a regulação

1 — As atividades de transporte, de distribuição, de gestão técnica global do SEN, de gestão integrada das redes de distribuição e de comercialização de eletricidade de último recurso, bem como as de operação logística de mudança de comercializador e de agregador, de agregação de eletricidade de último recurso, de gestão de mercados organizados, de gestão de garantias do SEN, de emissão de garantias de origem, de operacionalização de mecanismos regulados de transação de garantias de origem e de operação de RDF estão sujeitas a regulação, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — A regulação a que se refere o número anterior é atribuída à ERSE, sem prejuízo das competências atribuídas à DGEG, à Autoridade da Concorrência (AdC), à CMVM e a outras entidades administrativas, no domínio específico das suas atribuições.

3 — A regulação exerce-se nos termos e com os limites previstos no presente decreto-lei e na legislação que defina as competências das entidades referidas no número anterior.

Artigo 205.º

Objetivos gerais da regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

A regulação visa a prossecução dos seguintes objetivos:

a) Garantir, de forma adequada e racional, o desenvolvimento de redes seguras, fiáveis, eficientes e não discriminatórias, orientadas para o consumidor, tendo presentes os objetivos gerais da política energética, bem como a ligação da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e veiculada nas redes de transporte e distribuição;

b) Desenvolver mercados regionais concorrenciais e com elevado nível de integração na União Europeia;

c) Suprimir as restrições ao comércio de eletricidade, incluindo o desenvolvimento das capacidades adequadas de transporte fronteiriço para satisfazer a procura e reforçar a integração dos mercados nacionais contribuindo para facilitar o fluxo de eletricidade através da União Europeia;

d) Salvaguardar o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas e a proteção dos consumidores;

e) Garantir que os operadores das redes do SEN recebem incentivos adequados para aumentar a eficiência das redes, promover a integração do mercado e contribuir para a descarbonização e inovação do setor;

f) Garantir que os clientes beneficiam do funcionamento eficiente do mercado, através da promoção de uma concorrência efetiva e da garantia de proteção dos consumidores;

g) Contribuir para alcançar padrões elevados de serviço universal do abastecimento de eletricidade, para a proteção dos clientes finais economicamente vulneráveis e para a mudança de comercializador;

h) Contribuir para a emergência de mercados retalhistas transparentes e eficientes, designadamente através da adoção de regulamentação respeitante a disposições contratuais, compromissos com clientes, intercâmbio de dados, posse de dados, responsabilidade na medição de energia e liquidação das transações;

i) Garantir o acesso dos utilizadores das redes elétricas;

j) Estabelecer quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento no âmbito das atividades previstas no presente decreto-lei;

k) Promover uma progressiva integração do SEN e do SNG.

Artigo 206.º

Competências da regulação no âmbito do Sistema Elétrico Nacional

1 — Sem prejuízo das atribuições e competências previstas nos seus estatutos, nos regulamentos europeus e na lei, a ERSE exerce as competências de regulação do SEN nas seguintes vertentes:

a) De regulamentação, através da aprovação dos regulamentos necessários à aplicação da legislação que disciplina a organização e o funcionamento do setor, mediante prévio período de consulta pública e assegurando a publicação no *Diário da República* dos regulamentos dotados de eficácia externa;

b) De regulação económica, através da definição das metodologias tarifárias, da definição dos parâmetros e dos proveitos permitidos eficientes, bem como da aprovação dos preços das tarifas reguladas, com obediência aos princípios estabelecidos no artigo seguinte;

c) De supervisão, através do acompanhamento e monitorização do funcionamento dos mercados grossistas e retalhistas de eletricidade, bem como do mercado de serviços de sistema, designadamente quanto ao nível de concorrência e de transparência dos mercados, incluindo os preços, à existência de subvenções cruzadas entre atividades, à qualidade de serviço e à ocorrência de práticas contratuais restritivas da concorrência;

d) De fiscalização, através da realização de ações de fiscalização, de inspeção e da realização de inquéritos e auditorias às entidades reguladas ou sob sua supervisão;

e) Sancionatória, através do processamento e punição das infrações à legislação e regulamentação cuja aplicação ou supervisão lhe compete, bem como às resultantes do incumprimento das suas próprias determinações, sempre que tipificadas como infrações contraordenacionais e ainda no exercício das competências que lhe são atribuídas na repressão de práticas comerciais desleais e incumprimentos na prestação de serviços de promoção, informação e apoio aos consumidores e utentes.

2 — Cabe, ainda, à ERSE:

a) Promover, em colaboração com a ACER, com as entidades reguladoras de outros Estados-Membros e com a Comissão Europeia, um mercado interno de eletricidade concorrencial, seguro e ecologicamente sustentável, incluindo a abertura efetiva do mercado a todos os agentes de mercado, incluindo os consumidores;

b) Cooperar com as outras entidades reguladoras, em particular, com a Comissão Europeia e com a ACER, facultando-lhes toda a informação necessária, designadamente no âmbito da promoção de uma gestão ótima das redes e das interligações, nos termos previstos nos regulamentos comunitários, visando em especial a segurança do abastecimento e a gestão dos congestionamentos das redes;

c) Cumprir e aplicar os regulamentos e as decisões vinculativas da Comissão Europeia e da ACER, designadamente os Códigos de Rede;

d) Avaliar e aprovar a proposta de estabelecimento do centro de coordenação regional e monitorizar a implementação do processo de cooperação com o gestor global do SEN, nos termos previstos nos regulamentos comunitários;

e) Relatar anualmente a sua atividade e o cumprimento das suas obrigações à Assembleia da República, ao Governo, à Comissão Europeia e à ACER, devendo o relatório abranger as medidas adotadas e os resultados obtidos;

f) Apresentar anualmente ao membro do Governo responsável pela área da energia um relatório sobre o funcionamento do mercado de eletricidade e sobre o grau de concorrência efetiva, com indicação das medidas adotadas e a adotar para reforçar a eficácia e a eficiência do mercado, dando conhecimento do mesmo à Assembleia da República e à Comissão Europeia e disponibilizando-o no seu sítio eletrónico;

g) Elaborar e publicar, por um período de 10 anos, um relatório anual de monitorização sobre os principais desenvolvimentos dos contratos a preços dinâmicos, incluindo as ofertas de mercado e o impacto nas faturas dos consumidores, especificamente no nível de volatilidade dos preços;

h) Monitorizar o cumprimento das obrigações do operador da RNT e da empresa verticalmente integrada e a relação entre ambos relativamente a competências que lhe são atribuídas por lei quando, no âmbito do processo de certificação do operador da RNT, este for sujeito às obrigações previstas no artigo 232.º;

i) Definir o modelo de separação contabilística das atividades a adotar pelas entidades reguladas ou sob supervisão.

SECÇÃO II

Tarifas

Artigo 207.º

Princípios gerais

1 — O cálculo e a fixação das tarifas aplicáveis às diversas atividades reguladas são da competência da ERSE e obedecem aos seguintes princípios:

a) Transparência na formulação e fixação das tarifas;

b) Variabilidade das tarifas, designadamente em função dos períodos horários, da natureza da fonte primária de produção de eletricidade e do tipo de instalação;

c) A eficiência económica na afetação dos recursos para a realização das atividades reguladas;

d) A sustentabilidade económico-financeira das atividades reguladas e, simultaneamente, a proteção dos clientes;

e) A aplicação de tarifas e preços em condições de equidade;

f) A estabilidade tarifária;

g) A uniformidade e a convergência tarifária, a nível nacional;

h) A inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema e adotando o princípio da aditividade tarifária;

i) A partilha justa entre empresas reguladas e clientes dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos;

j) A promoção de uma regulação económica que permita às empresas reguladas o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço aplicáveis e os níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia elétrica;

k) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

2 — A fixação das demais tarifas e preços de venda a clientes finais praticados pelos comercializadores em regime de mercado deve ter em conta os princípios estabelecidos no número anterior, com as necessárias adaptações.

Artigo 208.º

Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral

1 — Os CIEG correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e que, por configurarem um desígnio coletivo, social e de interesse geral, são suportados por todos os consumidores.

2 — Para os efeitos do número anterior, incluem-se nos CIEG designadamente:

a) Os apoios associados à produção de eletricidade, designadamente:

i) O diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração;

ii) O diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) vigentes e os encargos decorrentes dos CMEC;

iii) Os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, nos termos do artigo 100.º;

b) Os apoios associados às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, designadamente o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional continental e aquelas Regiões;

c) Os apoios associados à eficiência energética, designadamente os encargos provenientes dos planos de promoção da eficiência no consumo, nos termos do artigo 215.º;

d) Os apoios associados à liberalização dos mercados de eletricidade, designadamente os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados e os sobreproveitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas ou transitórias;

e) Outros apoios, designadamente os encargos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico e as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT.

3 — Sem prejuízo dos CIEG referidos no número anterior e de outros classificados como tal no Regulamento Tarifário, o membro do Governo responsável pela área da energia pode estabelecer novos CIEG.

4 — Os CIEG incidem sobre todos os consumidores através da repercussão na tarifa de uso global do sistema nos termos definidos nos números seguintes e, no caso das rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, na tarifa de uso da rede de distribuição em BT.

5 — A repercussão dos CIEG é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas.

6 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode definir até ao dia 15 de setembro de cada ano, mediante despacho e ouvida a ERSE, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento.

7 — Na ausência do despacho referido no número anterior, aplica-se o disposto no n.º 5.

8 — Para garantir a estabilidade tarifária no cálculo das tarifas anuais, a ERSE pode repercutir os CIEG nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos.

9 — A isenção dos CIEG prevista no artigo 195.º não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, nos termos do artigo 100.º

10 — A parcela de proveitos permitidos, resultantes da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão em anos seguintes dos CIEG referidos no número anterior, deve ser identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos no artigo seguinte.

11 — A transferência intertemporal de proveitos referida nos números anteriores deve ser compensada pela aplicação de uma taxa de remuneração, a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE.

12 — A taxa de remuneração referida no número anterior considera o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas e o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento.

Artigo 209.º

Transmissibilidade do direito ao recebimento do défice tarifário e dos ajustamentos tarifários

1 — As concessionárias da RNT, da RND e das redes de distribuição em BT, as concessionárias das redes de transporte e distribuição das Regiões Autónomas e os CUR podem ceder a terceiros, para quaisquer efeitos e no todo ou em parte, o direito a receber, através das tarifas da eletricidade, os montantes relativos ao pagamento dos valores dos défices e ajustamentos tarifários previstos no Regulamento Tarifário.

2 — Os custos incorridos com o desenvolvimento, concretização e manutenção das operações de cedência a terceiros dos direitos previstos no número anterior são suportados pelas entidades interessadas na sua cedência, não podendo ser repercutidos nas tarifas de energia elétrica.

3 — No caso de cessão do direito ao recebimento do défice ou dos ajustamentos tarifários e encargos financeiros associados, os respetivos cessionários não são considerados, para qualquer efeito, como entidades intervenientes no SEN, mas beneficiam do regime previsto no presente decreto-lei para a tutela dos direitos dos operadores regulados, nomeadamente no que respeita à faturação e cobrança dos créditos cedidos e à entrega dos montantes cobrados através das tarifas de eletricidade que continuam a ser asseguradas.

4 — Em caso de insolvência de qualquer das entidades referidas no n.º 1, ou dos respetivos depositários, os montantes que estejam na sua posse, decorrentes de pagamentos relativos a défices ou ajustamentos tarifários, não integram a respetiva massa insolvente.

5 — Para efeitos do número anterior, compete à ERSE proceder à determinação do montante do défice ou dos ajustamentos tarifários para sua entrega imediata ao operador regulado relevante ou às entidades a que haja cedido o direito ao seu recebimento.

6 — Os valores dos encargos incluídos nas tarifas de eletricidade, de acordo com o disposto no artigo anterior e no presente artigo, são exclusivamente afetos ao pagamento a cada um dos operadores regulados dos montantes mencionados naqueles preceitos, não respondem por quaisquer dívidas, designadamente de entidades compreendidas na cadeia de faturação do SEN ou dos respetivos depositários e estão sujeitos a adequada descrição contabilística e a depósito, segregados nessas entidades e nos respetivos depositários.

7 — Os direitos dos cessionários mantêm-se mesmo em caso de insolvência ou cessação superveniente da atividade de cada uma das entidades cedentes, devendo a ERSE adotar as medidas necessárias para assegurar que o cessionário recupera os montantes em dívida até ao seu integral pagamento.

Artigo 210.º

Tarifas aplicáveis à aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso

1 — A ERSE fixa, no princípio de cada ano, os custos estimados para a aquisição de eletricidade a aplicar na definição das tarifas do CUR.

2 — A diferença entre os custos reais de aquisição de energia elétrica pelo CUR e os custos estimados a que se refere o número anterior é repercutida nas tarifas, nos termos a estabelecer no Regulamento Tarifário.

3 — Para assegurar a estabilidade tarifária no cálculo das tarifas anuais, a ERSE pode repercutir os ajustamentos tarifários decorrentes da aquisição de eletricidade pelo CUR nos termos definidos nos n.os 3 e seguintes do artigo 208.º, com as necessárias adaptações.

4 — O CUR que adquira eletricidade em quantidade excedentária face às suas necessidades deve revendê-la em mercado, em condições a definir no âmbito do Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário.

Artigo 211.º

Tarifas aplicáveis à produção com apoio à remuneração

1 — A diferença entre os custos incorridos na aquisição de energia produzida pelos produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração e as receitas obtidas na colocação dessa energia nos mercados de energia elétrica é repercutida na tarifa de uso global de sistema, nos termos a estabelecer no Regulamento Tarifário.

2 — O diferencial referido no número anterior, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, é repercutido nos termos previstos no artigo 208.º

Artigo 212.º

Tarifas aplicáveis à unidade de produção para autoconsumo

1 — A utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a(s) IU fica sujeita ao pagamento, pelo autoconsumidor ou pelas comunidades, das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas:

a) Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC;

b) De parte das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, quando exista inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.

2 — A utilização de redes internas que não envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU não está sujeita a qualquer tarifa.

3 — As disposições a aplicar no cálculo das tarifas de acesso às redes determinadas nos termos do n.º 1 são estabelecidas no Regulamento Tarifário.

4 — Os encargos com os CIEG correspondentes à energia elétrica autoconsumida e veiculada pela RESP podem ser, total ou parcialmente, deduzidos às tarifas de acesso às redes mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, a emitir até 15 de setembro de cada ano, ouvida a ERSE.

5 — Na ausência do despacho referido no número anterior, cabe à ERSE definir a parte dos CIEG a deduzir em cada ano às tarifas de acesso às redes e a considerar no cálculo tarifário.

6 — A parte dos CIEG a deduzir deve ter em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do SEN.

7 — A ERSE define as tarifas de uso das redes aplicáveis à atividade de ACC que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica, nos termos referidos no artigo 87.º

8 — As tarifas referidas no número anterior têm em consideração a situação das IU ligadas num nível de tensão diferente da respetiva UPAC.

Artigo 213.º

Tarifas aplicáveis às instalações de armazenamento

1 — As tarifas de uso das redes aplicáveis às instalações de armazenamento devem refletir os custos provocados nas redes bem como os custos evitados para o SEN, designadamente ao nível do aumento da eficiência, resiliência e flexibilidade da RESP.

2 — As instalações de armazenamento estão sujeitas a uma única incidência da tarifa de uso das redes para o carregamento e injeção de modo a evitar a dupla oneração da eletricidade armazenada.

3 — As instalações de armazenamento estão isentas do pagamento dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema.

Artigo 214.º

Tarifas aplicáveis no acesso de terceiros às redes de distribuição fechadas

1 — Sem prejuízo do disposto no número seguinte, as tarifas de acesso de terceiros às RDF são estabelecidas pelo operador da RDF, não estando sujeitas às tarifas de energia elétrica aprovadas, anualmente, pela ERSE.

2 — Os utilizadores da RDF podem solicitar a intervenção da ERSE quando considerem que a fixação das tarifas não obedece a critérios de transparência e adequação.

3 — O operador da RDF define, para o acesso, ligação e serviços auxiliares necessários ao funcionamento das instalações no interior da exploração da RDF, os princípios tarifários e as tarifas aplicáveis nos termos dos procedimentos a estabelecer pela ERSE nos seus regulamentos.

Artigo 215.º

Eficiência no consumo

1 — O Regulamento Tarifário pode prever a implementação de planos de promoção da eficiência no consumo de energia, incluindo medidas de resposta da procura.

2 — O processo de valorização e seleção das medidas de promoção da eficiência no consumo de energia ao abrigo dos planos previstos no número anterior deve ser objeto de coordenação com os restantes instrumentos de política energética.

3 — Para os efeitos do disposto no número anterior, o Governo aprova, mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, as regras de valorização, hierarquização e seleção das medidas de eficiência no consumo de energia, cabendo à ERSE a definição e implementação dos planos de promoção da eficiência no consumo de energia nos termos do n.º 1.

4 — Os planos de promoção da eficiência no consumo de energia referidos no n.º 1 que sejam financiados pela tarifa de uso global do sistema ou outra aplicável a todos os consumidores de energia não podem considerar elegíveis medidas que, direta ou indiretamente, se destinem a financiar a aquisição de equipamento de contagem de energia elétrica.

CAPÍTULO XV

Zonas livres tecnológicas

Artigo 216.º

Princípios gerais

1 — As zonas livres tecnológicas (ZLT) visam promover e facilitar a realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio, quadros regulatórios específicos, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade.

2 — As ZLT são geridas diretamente pela DGEG ou mediante concessão atribuída através de procedimento concorrencial.

3 — A gestão das ZLT obedece aos seguintes princípios:

a) Transparência e não-discriminação, quer no que respeita a utilizadores quer no que respeita às tecnologias e soluções objeto de investigação, demonstração ou teste;

b) Segurança de pessoas e bens, proteção dos consumidores, respeito pela privacidade e pelas regras de proteção de dados pessoais;

c) Publicitação dos resultados dos projetos por forma a maximizar os benefícios decorrentes do conhecimento e aplicação dos projetos desenvolvidos em ZLT;

d) Utilização ética e responsável das tecnologias.

Artigo 217.º

Projetos-piloto com recurso a fontes de energia renováveis de origem ou localização oceânica

1 — É criada uma 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.

2 — A delimitação da ZLT é efetuada mediante portaria dos membros do Governo responsáveis pela área da energia e do mar, em observância do determinado nos instrumentos de ordenamento do espaço marítimo nacional aplicáveis e mediante proposta apresentada pela Direção-Geral dos Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos (DGRM) e pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P., elaborada em colaboração com o operador da RNT.

Artigo 218.º

Projetos-piloto com recurso a fontes de energia renováveis no território continental

1 — É criada uma 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.

2 — A delimitação da ZLT referida no número anterior é efetuada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia mediante proposta apresentada pela DGEG, elaborada em colaboração com os operadores da RNT e da RND.

3 — É criada uma 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

4 — A delimitação da ZLT referida no número anterior é efetuada por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia e da agricultura, mediante proposta apresentada conjuntamente pela DGEG e pela Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural (DGADR) e elaborada em colaboração com os operadores da RNT e da RND.

Artigo 219.º

Reserva de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público

1 — Para efeito da instalação de projetos inovadores, em fase de demonstração de conceito, para realização de testes ou em fase de exploração pré-comercial, no âmbito das atividades de produção, armazenamento ou de autoconsumo, o membro do Governo responsável pela área da energia estabelece, mediante despacho e ouvido o gestor global do SEN, uma quota de capacidade de injeção na RESP a ser disponibilizada exclusivamente para este efeito.

2 — A quota de capacidade de injeção na RESP é repartida, nos termos definidos no despacho referido no número anterior, entre três ZLT a localizar, respetivamente, em território nacional continental e no espaço marítimo nacional sob soberania nacional.

Artigo 220.º

Infraestruturas

1 — A realização das infraestruturas de ligação à RESP e os ramais de ligação das instalações a implantar nas ZLT de energias renováveis competem aos respetivos operadores da rede e integram as concessões da RNT e da RND, consoante o caso, sempre que os respetivos investimentos tenham sido aprovados nos termos do número seguinte.

2 — Os investimentos referidos no número anterior são justificados mediante critérios de custo efetivo e rentabilidade adequada, com base na eficiência, racionalidade no aproveitamento dos recursos e minimização de custos para o SEN e, quando não previstos no PDIRT ou PDIRD, são autorizados pela ERSE, ouvida a DGEG.

3 — Os custos de investimento na rede suportados pela concessionária, deduzidos de eventuais comparticipações de fundos públicos, são considerados para os efeitos da fixação de tarifas de uso da rede.

4 — Os operadores da RNT e da RND reservam capacidade de injeção na RESP, a definir pelo despacho previsto no n.º 1 do artigo anterior, para utilização nas ZLT.

Artigo 221.º

Procedimento de instalação

1 — A instalação de projetos de investigação científica e desenvolvimento nas ZLT está sujeita a procedimento de:

a) Comunicação prévia nos casos previstos na alínea b) do n.º 4 do artigo 11.º;

b) De registo prévio nos casos previstos na alínea d) do n.º 3 do artigo 11.º

2 — O procedimento de registo prévio é o previsto nos artigos 55.º e seguintes com as seguintes especialidades:

a) Não há lugar à prestação de caução nem ao pagamento de taxas;

b) Não há lugar à emissão de certificado de exploração;

c) Não há lugar à realização de vistoria;

d) Não há lugar a consulta ao gestor global do SEN;

e) Os operadores da RNT e da RND que estão registados na mesma plataforma pronunciam-se sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis, respeitando a ordem sequencial dos pedidos.

3 — A capacidade de injeção na RESP atribuída consta do documento comprovativo do registo e tem duração limitada, não podendo exceder seis anos a contar da disponibilização da infraestrutura de ligação à RESP, sem prejuízo de, mediante autorização da DGEG, poder ser prorrogado por metade do prazo inicial.

4 — A DGEG pode determinar, no prazo de recusa do registo, a atribuição de capacidade de injeção na RESP e o prazo da respetiva atribuição em valores inferiores aos solicitados quando tenham sido requeridos por excesso atendendo ao projeto a desenvolver.

5 — Caso não exista capacidade de injeção na RESP disponível para atribuição o pedido é rejeitado de modo automático.

6 — A DGRM está registada na plataforma eletrónica referida no artigo 15.º e até ao decurso do prazo de recusa do registo emite ou recusa a emissão de autorização para a utilização privativa do espaço marítimo nacional no âmbito de projetos de investigação científica e de projetos-piloto relativos a novos usos ou tecnologias ou relativos atividades sem caráter comercial, nos termos previstos no artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 38/2015, de 12 de março, na sua redação atual, contendo as condições a que fica sujeita a instalação.

7 — A DGRM aprova, com a colaboração da DGEG, as normas técnicas a respeitar pelos projetos de inovação e desenvolvimento a instalar no espaço marítimo nacional que são publicitadas nos respetivos sítios na Internet.

8 — O disposto nos n.os 5 e 6 só é aplicável à ZLT de fontes de energia renováveis de origem ou localização oceânica.

9 — A DGADR está registada na plataforma eletrónica referida no artigo 15.º e até ao decurso do prazo de recusa do registo pronuncia-se sobre os projetos de investigação científica e de projetos-piloto relativos a novos usos ou tecnologias ou relativos atividades sem caráter comercial.

10 — A DGADR aprova, com a colaboração da DGEG, as normas técnicas a respeitar pelos projetos de inovação e desenvolvimento a instalar na ZLT a localizar no Perímetro de Rega do Mira, as quais são publicitadas nos respetivos sítios na Internet.

11 — O disposto nos n.os 8 e 9 só é aplicável aos projetos a instalar na ZLT a localizar no Perímetro de Rega do Mira.

Artigo 222.º

Elementos instrutórios

O registo é instruído com os elementos constantes do anexo I do presente decreto-lei.

Artigo 223.º

Custos de instalação

1 — Os projetos de instalação de projetos de investigação científica e desenvolvimento nas ZLT que obtenham registo prévio estão isentos do pagamento de tarifas de acesso às redes, bem como de outros encargos relativos à comparticipação nas redes.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, a ERSE, ao abrigo do disposto na alínea j) do artigo 205.º e no âmbito das suas competências de regulação, estabelece o enquadramento adequado aos projetos-piloto.

3 — Os projetos referidos no número anterior estão sujeitos ao pagamento de um valor fixado em euros por MW/dia a estabelecer pela ERSE e a operacionalizar no Regulamento Tarifário.

4 — O valor referido no número anterior destina-se a comparticipar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelo operador da RNT ou da RND.

Artigo 224.º

Remuneração da energia

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.

Artigo 225.º

Projetos de investigação e desenvolvimento a instalar em área não abrangida por ZLT

1 — Qualquer interessado, isoladamente ou em conjunto com outros interessados, pode proceder à instalação de projetos de inovação e desenvolvimento no espaço marítimo sob soberania ou jurisdição nacional ou em território continental nos termos gerais definidos no presente decreto-lei e na legislação setorial aplicável.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, a DGEG pode, por despacho do seu diretor-geral, regulamentar a dispensa de elementos ou fases do procedimento de controlo prévio aplicável, em função da especificidade dos projetos-piloto.

3 — É aplicável aos projetos-piloto não inseridos em ZLT o disposto nos n.os 2 e 3 do artigo 223.º

CAPÍTULO XVI

Separação jurídica e patrimonial de atividades

SECÇÃO I

Atividade de transporte

Artigo 226.º

Separação jurídica e patrimonial da atividade de transporte

1 — O operador da RNT é independente, no plano jurídico e patrimonial, das entidades que exerçam, diretamente ou através de empresas coligadas, atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás, incluindo gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono.

2 — De forma a assegurar a independência prevista no número anterior, devem ser garantidos os seguintes critérios mínimos:

a) O operador da RNT ou as empresas que o controlem não podem, direta ou indiretamente, exercer controlo ou direitos sobre uma empresa que exerça qualquer das atividades de produção ou de comercialização de eletricidade ou de gás;

b) As pessoas que exerçam qualquer das atividades de produção ou de comercialização de eletricidade ou de gás ou as empresas que as controlem não podem, direta ou indiretamente, exercer controlo ou exercer direitos sobre o operador da RNT ou a RNT;

c) O operador da RNT ou qualquer um dos seus acionistas não podem, direta ou indiretamente, designar membros do órgão de administração ou de fiscalização de empresas que exerçam as atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás ou de órgãos que legalmente as representam;

d) As pessoas que exerçam controlo ou direitos sobre empresas que exerçam qualquer das atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás não podem, direta ou indiretamente, designar membros dos órgãos de administração ou de fiscalização do operador da RNT ou de órgãos que legalmente o representam;

e) As pessoas que integram o órgão de administração ou de fiscalização do operador da RNT ou os órgãos que legalmente o representam estão impedidas de integrar órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam a atividade de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás natural, não podendo os referidos gestores do operador da RNT prestar serviços, direta ou indiretamente, a estas empresas;

f) Os interesses profissionais das pessoas referidas na alínea anterior devem ficar devidamente salvaguardados, de forma a assegurar a sua independência;

g) O operador da RNT deve dispor de um poder decisório efetivo e independente de outros intervenientes do SEN, designadamente no que respeita aos ativos necessários para manter ou desenvolver a rede;

h) O operador da RNT deve dispor de um código ético de conduta relativo à independência funcional da operação da rede e proceder à sua publicitação;

i) Nenhuma entidade, incluindo as que exerçam atividades no setor elétrico, nacional ou estrangeiro, pode deter, diretamente ou sob qualquer forma indireta, mais de 25 % do capital social do operador da RNT ou de empresas que o controlem.

3 — O exercício de direitos nos termos e para os efeitos referidos nas alíneas a) a d) do número anterior integra, em particular:

a) O poder de exercer direitos de voto;

b) O poder de designar membros dos órgãos de administração ou de fiscalização ou dos órgãos que legalmente representam a empresa;

c) A detenção da maioria do capital social.

4 — O disposto na alínea i) do n.º 2 e no número anterior não se aplica ao Estado ou a empresas por ele controladas, nem prejudica a existência de relações de domínio no seio do grupo societário em que o operador da RNT se integra à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 112/2012, de 23 de maio.

Artigo 227.º

Aprovação, designação e certificação do operador da rede nacional de transporte de eletricidade

1 — A entidade concessionária da rede de transporte deve ser aprovada e designada como operador da RNT pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o qual deve comunicar essa designação à Comissão Europeia e promover a sua publicação no Jornal Oficial da União Europeia.

2 — Para que possa ser aprovada e designada como operador da RNT, a entidade concessionária da rede de transporte deve requerer a sua certificação nos termos do presente artigo, sem prejuízo de a ERSE poder promover a referida certificação no caso de a entidade concessionária não o fazer atempadamente.

3 — A certificação da entidade concessionária como operador da RNT tem como objetivo avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial estabelecidas no artigo anterior, sem prejuízo do disposto no artigo 232.º

4 — A entidade concessionária da RNT é certificada pela ERSE, a quem cabe, também, o permanente acompanhamento e fiscalização do cumprimento das condições da certificação concedida.

5 — A entidade concessionária da RNT deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas ou ocorridas na pendência do respetivo procedimento de certificação que possam relevar para a apreciação do cumprimento das condições de certificação.

6 — A ERSE elabora um projeto de decisão sobre o pedido de certificação do operador da RNT no prazo de quatro meses a contar da data da sua apresentação, findo o qual se considera tacitamente emitido um projeto de decisão que concede a certificação.

7 — O projeto de decisão sobre o pedido de certificação do operador da RNT é imediatamente notificado pela ERSE à Comissão Europeia para efeitos de emissão de parecer previsto no artigo 51.º do Regulamento (CE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, devendo ser acompanhado de toda a informação relevante associada à decisão.

8 — No prazo de dois meses após a receção do parecer da Comissão Europeia a ERSE deve aprovar uma decisão definitiva sobre o pedido de certificação do operador da RNT tendo em consideração o referido parecer, nos termos previstos no n.º 2 do artigo 51.º do Regulamento (CE) 2019/943, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

9 — A decisão referida no número anterior é publicada, juntamente com o parecer da Comissão Europeia, nos sítios na Internet da ERSE e da DGEG.

10 — A entidade concessionária da RNT e as empresas que exercem atividades de produção ou de comercialização devem prestar todas as informações com relevância para o cumprimento das funções da ERSE e da Comissão Europeia ao abrigo do presente artigo.

11 — A ERSE deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis que obtenha durante o processo de certificação.

12 — Os procedimentos a observar para a certificação do cumprimento das condições previstas no n.º 3 são estabelecidos por regulamentação emitida pela ERSE.

Artigo 228.º

Reapreciação das condições de certificação do operador da rede nacional de transporte de eletricidade

1 — O operador da RNT notifica a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas que possam exigir a reapreciação das condições relativas à separação jurídica e patrimonial estabelecidas no artigo 226.º

2 — A ERSE inicia um procedimento de reapreciação da certificação:

a) Após a receção de uma notificação do operador da RNT nos termos previstos no número anterior;

b) Por sua iniciativa sempre que tenha conhecimento da realização ou da previsão de alterações ou transações que levem ao incumprimento das condições da certificação do operador da RNT;

c) Na sequência de pedido fundamentado da Comissão Europeia.

3 — A reapreciação da certificação observa, com as necessárias adaptações, o disposto nos n.os 4 a 12 do artigo anterior.

Artigo 229.º

Certificação relativamente a países terceiros à União Europeia

1 — Caso a entidade concessionária da rede de transporte seja controlada por uma pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia, a respetiva certificação como operador da RNT observa o disposto no presente artigo e no artigo seguinte.

2 — A ERSE notifica a Comissão Europeia do pedido de certificação apresentado pela entidade referida no número anterior.

3 — A entidade concessionária notifica a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas ou ocorridas na pendência do respetivo procedimento de certificação que possam relevar para a decisão a proferir, cabendo à ERSE notificar, de imediato, a Comissão Europeia caso tais alterações ou transações sejam suscetíveis de conduzir à aquisição do controlo da entidade concessionária ou da RNT por parte de pessoa(s) de país(es) terceiro(s) à União Europeia.

4 — A ERSE elabora um projeto de decisão no prazo máximo de quatro meses a contar da data de apresentação do pedido de certificação.

5 — A ERSE remete o projeto de decisão à Comissão Europeia para emissão de parecer sobre:

a) Se a entidade concessionária cumpre integralmente os requisitos de independência e de separação jurídica e patrimonial previstos no artigo 226.º; e

b) Se a atribuição da certificação põe, ou não, em risco a segurança do abastecimento energético da União Europeia.

6 — A Comissão Europeia emite o seu parecer sobre o projeto de decisão remetido nos termos do número anterior e notifica-o à ERSE no prazo de dois meses após a receção do pedido, prorrogável por mais dois meses se a Comissão Europeia consultar a ACER, o membro do Governo responsável pela área da energia ou os interessados sobre o referido projeto de decisão.

7 — Na falta de emissão de parecer no prazo indicado no número anterior, considera-se que a Comissão Europeia não tem objeções ao projeto de decisão da ERSE.

8 — O parecer da Comissão Europeia é tomado em consideração na decisão final sobre o pedido de certificação.

9 — A ERSE emite a sua decisão final no prazo de dois meses a contar da receção do parecer da Comissão Europeia ou do termo do prazo para a respetiva emissão.

10 — A decisão final é imediatamente notificada pela ERSE à Comissão Europeia, acompanhada de todas as informações relevantes a ela associadas e, se for o caso, dos fundamentos da divergência com o parecer da Comissão Europeia.

11 — A decisão final e respetiva fundamentação são publicadas, juntamente com o parecer da Comissão Europeia, nos sítios na Internet da ERSE e da DGEG.

Artigo 230.º

Recusa de certificação relativamente a países terceiros

1 — A ERSE deve recusar a certificação da entidade concessionária referida no n.º 1 do artigo anterior sempre que não tiver sido demonstrado que:

a) A entidade concessionária cumpre integralmente os requisitos de independência e de separação jurídica e patrimoniais previstos no artigo 226.º;

b) A certificação não põe em risco a segurança do abastecimento energético, a nível nacional ou da União Europeia, tendo em conta o disposto no número seguinte.

2 — Na avaliação realizada ao abrigo da alínea b) do número anterior, deve ter-se em consideração:

a) Os direitos e obrigações assumidos pela União Europeia em relação ao país ou países terceiros em causa à luz do direito internacional, designadamente os acordos celebrados com um ou mais países terceiros em que a União Europeia seja parte e que tenham por objeto questões de segurança do abastecimento;

b) Os direitos e obrigações assumidos pelo Estado Português em relação a esse país ou países terceiros em virtude de acordos celebrados com este ou estes, na medida em que estejam em conformidade com o direito da União Europeia;

c) Outros factos e circunstâncias específicos do caso e do país ou países terceiros em causa.

3 — A avaliação prevista na alínea b) do n.º 1 é realizada pelo membro do Governo responsável pela área da energia ou por entidade por si designada, mediante despacho que reveste caráter vinculativo para a decisão da ERSE.

4 — Para efeitos de realização da avaliação prevista na alínea b) do n.º 1, a ERSE deve notificar de imediato o membro do Governo responsável pela área da energia ou a entidade por este designada do pedido de certificação apresentado, do parecer emitido pela Comissão ou da respetiva omissão de pronúncia, bem como de todas as demais informações e elementos relevantes.

Artigo 231.º

Reapreciação da certificação relativamente a países terceiros

1 — O operador da RNT deve notificar a ERSE sempre que ocorram quaisquer circunstâncias suscetíveis de conduzir à aquisição do seu controlo ou do controlo da RNT por parte de pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia.

2 — A ERSE inicia um procedimento de reapreciação da certificação do operador da RNT, notificando, de imediato, a Comissão Europeia:

a) Após a receção da notificação referida no número anterior;

b) Por sua iniciativa sempre que tenha conhecimento, de quaisquer circunstâncias suscetíveis de conduzir à aquisição do controlo do operador da RNT ou do controlo dessa rede por parte de pessoa(s) de país(es) terceiro(s) à União Europeia.

3 — O procedimento de reapreciação iniciado nos termos do número anterior observa, com as necessárias adaptações, o disposto no artigo 228.º

Artigo 232.º

Modelos alternativos de separação

1 — Caso, no âmbito do processo de certificação do operador da RNT, surjam objeções à certificação da entidade concessionária da RNT nos termos do artigo 227.º por se considerar que a mesma integra uma empresa verticalmente integrada em violação do disposto no artigo 226.º, a ERSE notifica a referida entidade concessionária para praticar os atos e adotar as medidas necessárias a assegurar o cumprimento integral das condições relativas à separação jurídica e patrimonial previstas no referido artigo 226.º

2 — Os atos e as medidas cuja prática a ERSE pode impor à entidade concessionária da RNT para efeitos do disposto no número anterior têm em vista assegurar que:

a) A atividade prevista no artigo 300.º e quaisquer atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás ou gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono são exercidas por uma entidade independente da entidade concessionária da RNT, no plano jurídico, organizativo e na tomada de decisões;

b) Os titulares de cargos de administração da entidade concessionária da RNT ficam impedidos de integrar os órgãos sociais e de colaborar ou participar, de qualquer forma, nas estruturas da entidade independente prevista na alínea anterior;

c) Os titulares de cargos de administração na entidade independente prevista na alínea a) e os respetivos trabalhadores ou colaboradores ficam impedidos de integrar os órgãos sociais e de colaborar ou participar, de qualquer forma, na entidade concessionária da RNT;

d) Os interesses profissionais das pessoas sujeitas aos impedimentos previstos nas alíneas b) e c) ficam devidamente salvaguardados de forma a assegurar a sua capacidade de agir de forma independente;

e) A entidade concessionária da RNT e a entidade independente prevista na alínea a) ficam impedidas de partilhar quaisquer serviços, internos ou externos, nomeadamente jurídicos;

f) A entidade concessionária da RNT e a entidade independente referida na alínea a) preservam a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das respetivas atividades, não devendo partilhar entre elas e devendo impedir a divulgação a terceiros de informações comercialmente sensíveis para além do que for estritamente necessário para a realização de transações comerciais ou para o cumprimento das suas obrigações legais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia;

g) A contabilidade da entidade independente referida na alínea a) se encontra separada da contabilidade da entidade concessionária da RNT e submetida a revisão e a auditoria por revisor oficial de contas e auditor distintos dos que realizam a revisão oficial de contas e a auditoria desta entidade concessionária.

3 — Para efeitos das alíneas c) e d) do número anterior, as pessoas sujeitas aos impedimentos referidos nas mesmas alíneas:

a) Estão impedidas de manter qualquer relação contratual ou profissional, direta ou indireta, com a entidade relativamente à qual se verifica o impedimento, ou deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira na mesma empresa;

b) Estão impedidas de receber da entidade relativamente à qual se verifica o impedimento, direta ou indiretamente, qualquer remuneração ou benefício financeiro, sendo que a sua remuneração não pode depender das atividades ou resultados da referida empresa;

c) Têm o direito de reclamar junto da ERSE quando entendam que a cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos não foi justificada, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

4 — Os custos incorridos pela entidade concessionária da RNT em resultado da prática dos atos ou adoção das medidas previstas no n.º 2 apenas podem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema nos termos da legislação e regulamentos em vigor mediante autorização prévia da DGEG e desde que tenham sido incorridos de forma justificada e eficiente.

SECÇÃO II

Atividade de distribuição

Artigo 233.º

Separação jurídica da atividade de distribuição

1 — O ORD é independente, no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões de outras atividades não relacionadas com a distribuição.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, podem ser estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais critérios adicionais que visem assegurar a efetiva independência do operador de rede de distribuição.

3 — De forma a assegurar a independência prevista no número anterior, devem ser garantidos os seguintes critérios mínimos:

a) Os gestores do operador de rede de distribuição não podem integrar os órgãos sociais nem participar nas estruturas de empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade;

b) Os interesses profissionais dos gestores referidos na alínea anterior devem ficar devidamente salvaguardados, de forma a assegurar a sua independência;

c) O ORD deve dispor de um código ético de conduta relativo à independência funcional da respetiva operação da rede e proceder à sua publicitação;

d) O ORD deve garantir a diferenciação da sua imagem e comunicação das restantes entidades que atuam no âmbito do SEN, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais;

e) O ORD não pode, diretamente ou por intermédio de empresa por si controlada, deter uma participação no capital social de empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade.

4 — Para efeitos do disposto na alínea b) do número anterior, os gestores do ORD:

a) Estão impedidos de manter qualquer relação contratual ou profissional, direta ou indireta, com empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade ou deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira nas mesmas empresas;

b) Estão impedidos de receber, direta ou indiretamente, de empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade qualquer remuneração ou benefício financeiro;

c) Têm o direito de reclamar junto da ERSE quando entendam que a cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos não foi justificada, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

5 — O ORD que pertença a uma empresa verticalmente integrada deve dispor dos recursos necessários, designadamente humanos, técnicos, financeiros e materiais, para explorar, manter e desenvolver a rede, assim como deve dispor de um poder de decisão, exercido em termos efetivos e independentes da empresa verticalmente integrada, no que respeita aos ativos necessários para manter, explorar ou desenvolver a rede.

6 — O disposto no número anterior não obsta a que:

a) Existam mecanismos de coordenação adequados para assegurar a proteção dos direitos de supervisão económica e de gestão da empresa verticalmente integrada no que respeita à rentabilidade dos ativos do operador, nos termos regulamentados pela ERSE;

b) A empresa verticalmente integrada aprove o plano financeiro anual do operador, ou instrumento equivalente, e estabeleça limites globais para os níveis de endividamento desse operador.

7 — Sem prejuízo do disposto na alínea b) do número anterior, a empresa verticalmente integrada não pode dar instruções relativamente à exploração diária ou às decisões específicas sobre a construção ou o melhoramento das instalações que não excedam os termos do plano financeiro aprovado ou instrumento equivalente.

8 — A remuneração dos gestores do ORD referida no n.º 3 não pode depender, direta ou indiretamente, das atividades ou resultados das empresas que integram a empresa verticalmente integrada e que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade.

9 — Sem prejuízo da separação contabilística das atividades, a separação jurídica prevista no presente artigo e a forma de comunicação prevista na alínea d) do n.º 3 não é exigida aos operadores das redes de distribuição de BT que abasteçam um número de clientes inferior a 100 000.

Artigo 234.º

Programa de conformidade do operador de rede de distribuição

1 — O ORD que pertença a empresa verticalmente integrada e sirva um número de clientes igual ou superior a 100 000 deve elaborar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas para excluir comportamentos discriminatórios.

2 — O programa de conformidade referido no número anterior deve incluir medidas para verificação do seu cumprimento e o código ético de conduta previsto na alínea c) do n.º 3 do artigo anterior.

3 — A elaboração do programa de conformidade, bem como o acompanhamento da sua execução, é da responsabilidade da entidade designada pelo ORD.

4 — A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade deve ser totalmente independente e ter acesso a todas as informações necessárias do ORD e de quaisquer empresas coligadas para o cumprimento das suas funções.

5 — Não pode ser designado como responsável de conformidade quem seja ou tenha sido, nos últimos dois anos, membro de órgão social ou prestador de serviços, bem como trabalhador ou beneficiário de prestações dependentes da entidade sujeita ao programa de conformidade ou das empresas em relação de domínio ou do grupo.

6 — As funções podem ser exercidas por um período máximo de cinco anos, podendo voltar a ser exercidas decorrido igual período após a cessação do mandato anterior.

7 — O programa de conformidade é previamente submetido à aprovação da ERSE.

8 — A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade apresenta à ERSE um relatório anual, o qual deve ser publicado nos sítios na Internet da ERSE e do respetivo ORD.

9 — Os termos e a forma a que devem obedecer o programa de conformidade e os relatórios de acompanhamento da sua execução, bem como a sua publicitação, constam do Regulamento de Relações Comerciais.

CAPÍTULO XVII

Regulamentação e monitorização

SECÇÃO I

Regulamentação

Artigo 235.º

Regulamentos

Sem prejuízo de outros regulamentos previstos em legislação específica, as atividades previstas no presente decreto-lei estão sujeitas aos seguintes regulamentos:

a) Regulamento das Redes;

b) Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações;

c) Regulamento de Operação das Redes;

d) Regulamento da Qualidade de Serviço;

e) Regulamento de Relações Comerciais;

f) Regulamento Tarifário;

g) Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica;

h) Regulamento do Autoconsumo;

i) Regulamento Técnico das Instalações no Autoconsumo;

j) Regulamento de Inspeção e Certificação no Autoconsumo.

Artigo 236.º

Regulamento das Redes

1 — O Regulamento das Redes especifica a constituição e a caracterização das redes de transporte e distribuição, estabelece as condições da sua exploração e regula as respetivas condições de controlo e operação, incluindo o relacionamento com os utilizadores a ela ligadas, a realização de manobras e a execução de trabalhos e respetiva manutenção.

2 — O Regulamento das Redes estabelece, ainda, as condições técnicas gerais e particulares aplicáveis à ligação dos respetivos utilizadores, bem como aos sistemas de apoio, proteção e ensaios das referidas redes e desses mesmos utilizadores e, bem assim, as condições e limitações à injeção de potência reativa decorrentes da necessidade de assegurar a fiabilidade, a segurança das redes e qualidade de serviço.

3 — Para os efeitos da efetiva ligação às redes de transporte e de distribuição, o Regulamento das Redes deve prever o meio e a forma contratual adequados para a formalização das condições técnicas e de segurança de ligação às redes.

4 — O Regulamento das Redes define, igualmente, as normas aplicáveis à gestão técnica global do SEN e das redes de distribuição, nomeadamente as metodologias probabilísticas de planeamento das respetivas redes e o respetivo prazo para a sua implementação, bem como a metodologia para o cálculo da capacidade de receção na RESP com restrições.

5 — No âmbito dos mecanismos de capacidade, o Regulamento das Redes estabelece os parâmetros a observar pelo gestor global do SEN na avaliação nacional da adequação dos recursos prevista no

Regulamento (UE) 2019/943, do Parlamento Europeu e do Conselho, e no Regulamento (UE) 2019/941, do Parlamento Europeu e do Conselho, ambos de 5 de junho de 2019.

6 — O Regulamento das Redes estabelece, ainda, os requisitos técnicos e operacionais exigidos aos utilizadores das redes, nomeadamente as condições para o estabelecimento dos canais de comunicação com a gestão global do SEN e os requisitos técnicos e operacionais dos equipamentos de monitorização, registo e controlo necessários para a correta exploração do SEN.

7 — Os utilizadores das redes ficam obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento das Redes.

Artigo 237.º

Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

1 — O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações estabelece as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes de transporte e de distribuição e às interligações, bem como as obrigações de transparência dos operadores.

2 — As entidades que tenham acesso às redes e às interligações, bem como os titulares destas instalações, ficam obrigadas ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Artigo 238.º

Regulamento de Operação das Redes

1 — O Regulamento de Operação das Redes estabelece as condições que permitam a gestão dos fluxos de eletricidade, incluindo a contratação e utilização de recursos de flexibilidade, em consonância com a gestão flexível das redes definindo, para essa gestão, as normas operacionais e o respetivo prazo para a sua implementação, bem como a adequação aos códigos europeus, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas, bem como os procedimentos destinados a garantir as suas concretização e verificação.

2 — O Regulamento de Operação das Redes estabelece, também, as condições em que o operador da RNT, em articulação com o gestor global do SEN, monitoriza as indisponibilidades dos centros eletroprodutores de maior capacidade instalada e monitoriza as cotas das albufeiras onde se localizem aproveitamentos hidroelétricos com elevada capacidade instalada, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros eletroprodutores.

3 — O Regulamento de Operação das Redes deve, ainda, garantir o acesso dos operadores das redes à informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou RND que os habilitem à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções.

Artigo 239.º

Regulamento da Qualidade de Serviço

1 — O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece os indicadores e padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial, bem como mecanismos de promoção da melhoria da qualidade de serviço.

2 — Os indicadores e padrões de qualidade de serviço referidos no número anterior podem ser globais ou específicos das diferentes categorias de clientes ou, ainda, variar de acordo com circunstâncias locais, nomeadamente para infraestruturas offshore.

3 — Os intervenientes no SEN ficam obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Artigo 240.º

Regulamento de Relações Comerciais

1 — O Regulamento de Relações Comerciais estabelece as regras de funcionamento das relações comerciais entre os vários intervenientes do SEN, bem como as condições comerciais para ligação às redes públicas.

2 — Os intervenientes no SEN ficam obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 241.º

Regulamento Tarifário

1 — O Regulamento Tarifário estabelece as regras e as metodologias para o cálculo e fixação das tarifas reguladas previstas no presente decreto-lei, bem como a estrutura tarifária, respeitando os princípios estabelecidos no artigo 207.º

2 — O Regulamento Tarifário estabelece, ainda, as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos do território nacional continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

3 — Sempre que os princípios definidos no artigo 207.º sejam postos em causa por alterações de titulares da concessão de distribuição em BT, a ERSE pode estabelecer os mecanismos de regulação necessários à reposição daqueles princípios.

4 — As disposições do Regulamento Tarifário devem adequar-se à organização e funcionamento do mercado interno da eletricidade.

Artigo 242.º

Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica

1 — O Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica define os serviços a prestar pelos operadores das redes de distribuição de eletricidade em BT, pelos comercializadores e pelos agregadores quando as instalações elétricas estão integradas em redes inteligentes.

2 — O regulamento referido no número anterior estabelece, entre outras que o desenvolvimento tecnológico venha a permitir, as seguintes disposições:

a) Requisitos para a integração de instalações elétricas nas redes inteligentes;

b) Comunicação dos operadores de rede sobre a disponibilização dos serviços das redes inteligentes;

c) Ativação dos serviços das redes inteligentes;

d) Acesso aos dados de consumo;

e) Dados a utilizar para faturação;

f) Serviços relacionados com o fornecimento de energia elétrica, leitura e disponibilização dos dados de consumo e de produção e disponibilização de dados aos comercializadores e entidades terceiras com direito de acesso a esses dados;

g) Remuneração dos serviços prestados nas instalações integradas nas redes inteligentes;

h) Avaliação do desempenho e qualidade de serviço dos operadores de rede, comercializadores e agregadores nos novos serviços das redes inteligentes.

Artigo 243.º

Regulamento do Autoconsumo

1 — O Regulamento do Autoconsumo estabelece as disposições aplicáveis ao exercício da atividade de autoconsumo de energia renovável, individual e coletivo, quando exista ligação à RESP.

2 — O regulamento previsto no número anterior abrange designadamente as seguintes matérias:

a) Regras de relacionamento comercial entre as entidades intervenientes;

b) Regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados;

c) Regras aplicáveis aos modos de partilha entre autoconsumidores;

d) Regras de aplicação das tarifas e preços.

Artigo 244.º

Regulamento Técnico das Instalações no Autoconsumo

O Regulamento Técnico das Instalações no Autoconsumo inclui todas as regras de caráter técnico genericamente aplicáveis a instalações elétricas, bem como regras técnicas específicas relativas a UPAC, incluindo os esquemas de ligação permitidos e proteções associadas, e as regras de aprovação e certificação de equipamentos que compõem a UPAC e suas instalações auxiliares.

Artigo 245.º

Regulamento de Inspeção e Certificação no Autoconsumo

1 — O Regulamento de Inspeção e Certificação no Autoconsumo inclui todos os procedimentos associados às ações de inspeção ou vistoria e de certificação de UPAC, incluindo a definição e classificação das deficiências e as ações que permitem a certificação condicionada para entrada em exploração.

2 — As instalações elétricas de serviço particular existentes não são prejudicadas por normas técnicas supervenientes constantes do regulamento referido no número anterior quando a sua observância seja comprovada e excessivamente onerosa e não proporcional, nos termos a especificar no regulamento referido no número anterior.

Artigo 246.º

Competência para a aprovação e a aplicação dos regulamentos

1 — O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, o Regulamento do Autoconsumo e o Regulamento da Qualidade de Serviço são aprovados e aplicados pela ERSE.

2 — 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.

3 — O Regulamento Técnico das Instalações no Autoconsumo e o Regulamento de Inspeção e Certificação no Autoconsumo são aprovados pela DGEG.

4 — A aplicação dos regulamentos referidos nos n.os 2 e 3 é da competência da DGEG.

SECÇÃO II

Monitorização

Artigo 247.º

Relatório de monitorização da segurança de abastecimento

1 — A monitorização da segurança de abastecimento é objeto do RMSA a elaborar pela DGEG até 31 de maio de cada ano par.

2 — Até 31 de maio de cada ano ímpar a DGEG elabora um relatório de monitorização simplificado, indicando também as medidas adotadas e a adotar visando reforçar a segurança do abastecimento.

3 — A monitorização da segurança de abastecimento deve abranger, nomeadamente, o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores.

4 — Na elaboração do RMSA são tidos em conta os planos nacionais de política energética e ambiental expressos nos instrumentos estratégicos vigentes, bem como os regulamentos europeus aplicáveis.

5 — Este relatório contempla, designadamente:

a) A segurança do funcionamento das redes e da qualidade de serviço;

b) Os padrões previstos para produção, trocas transfronteiriças e consumo, tendo em consideração as medidas de resposta da procura, de eficiência energética e de produção para autoconsumo;

c) O equilíbrio entre a oferta e a procura para um período de cinco anos;

d) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;

e) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça pelo menos para os próximos cinco anos;

f) As medidas adotadas e a adotar com vista a reforçar a segurança do abastecimento e, nomeadamente, o tipo de fontes primárias e prioridades da sua utilização, o seu peso na produção de eletricidade, bem como a capacidade de armazenamento, disponível e necessária.

6 — O RMSA é elaborado em estreita colaboração com o operador da RNT e o gestor global do SEN que fornecem a informação necessária e disponível que lhes seja solicitada pela DGEG e que, quando adequado, consulta os operadores da rede de transporte vizinhos.

7 — Todos os intervenientes no SEN têm o dever de prestar à DGEG, ao operador da RNT e ao gestor global do SEN a informação relevante para a elaboração do RMSA, devendo estas entidades assegurar a preservação da confidencialidade dos dados utilizados.

8 — Os relatórios referidos nos n.os 1 e 2 são remetidos pela DGEG ao membro do Governo responsável para área da energia e à ERSE e publicitados no sítio na Internet da DGEG.

9 — A DGEG remete o relatório referido no n.º 1 à Comissão Europeia.

Artigo 248.º

Relatório de monitorização do autoconsumo

1 — A DGEG, com o apoio da ADENE, produz bianualmente um relatório sobre a evolução do autoconsumo em território nacional que é publicado no seu sítio na Internet.

2 — O relatório referido no número anterior identifica os constrangimentos detetados ao desenvolvimento da atividade de autoconsumo, bem como as propostas que visem a sua minimização, e contém, ainda, a identificação de boas práticas tendo em vista a respetiva divulgação.

Artigo 249.º

Relatório de monitorização das redes de transporte e distribuição

1 — A ERSE elabora e publica um relatório bianual de monitorização do funcionamento das redes de transporte e distribuição tendo em vista o desenvolvimento de uma rede inteligente que promova a eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis.

2 — O relatório referido no número anterior é elaborado com base em indicadores de capacidade dos operadores da RND e da RNT de explorar linhas com parâmetros dinâmicos, o desenvolvimento da monitorização à distância e o controlo em tempo real das subestações, a redução das perdas na rede e a frequência e duração das interrupções de potência, sendo acompanhado de recomendações e levado ao conhecimento do membro do Governo responsável pela energia.

CAPÍTULO XVIII

Apropriação indevida de energia

Artigo 250.º

Âmbito

1 — A apropriação indevida de energia (AIE) ocorre quando há captação de energia elétrica em violação das regras legais ou regulamentares aplicáveis e independentemente da vigência de contrato e sob quaisquer modalidades de acesso ou utilização.

2 — Constituem, designadamente, indícios da ocorrência de AIE os seguintes:

a) A captação de energia elétrica dissociada de equipamentos de medição ou de controlo de potência ou consumo;

b) A viciação, por qualquer meio, do funcionamento normal dos equipamentos de medição ou de controlo de potência ou consumo de energia elétrica, incluindo os respetivos sistemas de comunicação de dados;

c) A alteração dos dispositivos de segurança dos equipamentos referidos nas alíneas anteriores, nomeadamente, através da quebra de selos, violação de fechos ou de fechaduras, ou ainda de incidente de cibersegurança; ou

d) Situações fraudulentas nas atividades de produção, armazenamento, comercialização, consumo, agregação e outras prestações de serviços análogas, nomeadamente o falseamento de valores de energia medidos através da viciação da medição ou de outras práticas fraudulentas.

3 — Os benefícios resultantes de AIE presumem-se imputáveis ao titular do contrato do ponto da instalação de produção, armazenamento ou consumo, sempre que exista, ou subsidiariamente ao seu proprietário, em função da energia injetada ou consumida e dos períodos de utilização do local de ligação com a rede de transporte ou distribuição.

4 — A presunção prevista no número anterior pode ser ilidida mediante prova da não faturação da injeção ou, no que respeita ao consumo ou receção, da não utilização da instalação por aquele a quem tenha sido imputada, acrescida da:

a) Existência de utilizador a quem possa ser imputado benefício resultante de AIE; ou

b) Inexistência de qualquer utilizador possível.

5 — Nos casos a que se refere a alínea a) do número anterior, o benefício de AIE passa a ser imputado a esse utilizador.

Artigo 251.º

Inspeções

1 — Havendo suspeita da existência de uma AIE, incluindo fraude, o operador de rede em causa deve determinar a realização de uma inspeção urgente ao local, sem notificação prévia, a realizar por uma equipa inspetora composta por um número mínimo de dois técnicos por si designados e devidamente identificados.

2 — No caso da realização de inspeção, pelo operador de rede, a uma instalação produtora ou consumidora, esta deve ser feita, sempre que possível, na presença do utilizador ou do proprietário, produtor, agregador ou prestador de serviços.

3 — Relativamente aos consumidores não residenciais, a impossibilidade de acesso ao interior de instalações não é considerada como impossibilidade de realização de inspeção nos casos em que, comprovadamente, as instalações se encontrarem no horário de funcionamento ou a laborar no dia e hora em que a inspeção tiver lugar.

Artigo 252.º

Interrupção de injeção ou fornecimento e redução de potência em caso de apropriação indevida de energia

1 — O operador de rede deve proceder à interrupção da injeção ou do fornecimento de energia sempre que se verifique no local a existência de fortes indícios de existência de:

a) Situação de AIE; ou

b) Incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações elétricas suscetível de colocar em causa a segurança de pessoas e bens.

2 — O disposto no número anterior é precedido de audiência prévia do titular do contrato do ponto da instalação de produção, armazenamento ou consumo, que dispõe do prazo de 10 dias para se pronunciar.

3 — A interrupção da injeção ou do fornecimento é precedida da redução da potência contratada nos casos definidos regulamentarmente.

Artigo 253.º

Impossibilidade de concretização de redução de potência ou interrupção por inacessibilidade da instalação de produção, armazenamento ou consumo

1 — Nas situações em que o acesso à instalação se revele necessário para concretizar a redução de potência ou a interrupção de injeção ou fornecimento e não seja permitido o acesso à instalação em causa, o operador de rede deixa aviso no local, com indicação de data para a realização de última inspeção, sob pena de recurso às forças e serviços de segurança.

2 — Da recusa de acesso às instalações de produção, armazenamento ou consumo no local, dia e hora agendados, na presença do operador de rede e das forças e serviços de segurança, é lavrado auto pelas das forças e serviços de segurança, sendo entregue à equipa técnica do operador de rede o correspondente duplicado.

Artigo 254.º

Proteção dos consumidores prioritários

1 — No caso dos consumidores prioritários, como tal reconhecidos na regulamentação da ERSE, e independentemente do nível de tensão ou potência contratada, o operador de rede deve regularizar a situação sem recorrer à interrupção do fornecimento ou à redução de potência contratada.

2 — O consumidor pode, a todo o tempo, invocar factos que sejam suscetíveis de o qualificar como consumidor prioritário.

Artigo 255.º

Restabelecimento em caso de apropriação indevida de energia

1 — O restabelecimento pressupõe a realização de nova inspeção ao local para verificação da regularidade da instalação, sendo para o efeito obrigatória a permissão de acesso físico ao respetivo local.

2 — O restabelecimento fica, igualmente, dependente da entrega de um valor de pagamento por conta com vista à indemnização do sistema elétrico em causa, nos termos regulamentarmente previstos pela ERSE.

3 — O pagamento por conta é devido pelo beneficiário de AIE.

4 — Nos casos em que não existe contrato ativo a celebração do respetivo contrato fica dependente da verificação do disposto nos números anteriores.

Artigo 256.º

Indemnização em caso de apropriação indevida de energia

1 — O sujeito a quem seja imputável benefício por AIE é responsável pelo pagamento ao operador de rede respetivo, independentemente da existência de um contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador, dos seguintes valores:

a) Montante pecuniário correspondente ao valor devido a título de potência;

b) Montante pecuniário correspondente ao valor medido ou estimado por injeção ou consumo irregularmente feito;

c) Juros de mora sobre os montantes a que se referem as alíneas anteriores, calculados à taxa legal.

2 — Verificando-se uma situação de reincidência no mesmo local de produção ou de consumo associado ao mesmo titular ou, quando aplicável, a pessoa do respetivo agregado familiar, deve ser aplicada, ao titular da instalação e por cada situação de AIE verificada, uma majoração ao valor total devido, correspondente, no mínimo, ao montante que resultaria da aplicação de IVA, à taxa legal em vigor, ao consumo associado à situação de AIE, nos termos definidos pela ERSE.

3 — O operador de rede pode, ainda, cobrar os encargos por si incorridos com a deteção e tratamento da anomalia, de acordo com os montantes limite definidos pela ERSE.

4 — Se o consumidor não efetuar, no prazo estabelecido ou acordado, o pagamento das verbas apuradas relativas à indemnização pela AIE e à dívida, o operador da RESP retoma o direito de interromper o fornecimento.

Artigo 257.º

Responsabilidade solidária

No caso de instalações de produção, armazenamento ou consumo que, nos termos legais, estejam dotadas de técnico responsável, este é solidariamente responsável pelos valores devidos pelo beneficiário, sempre que aquele conhecesse ou devesse conhecer a situação de AIE e não tenha adotado as medidas adequadas para lhe pôr termo imediatamente, incluindo a denúncia da situação ao operador de rede.

Artigo 258.º

Alocação dos montantes apurados

Os montantes devidos em caso de AIE de energia elétrica a título de reincidência, revertem para o SEN, nos termos definidos nas decisões tarifárias da ERSE.

Artigo 259.º

Meios e garantias de atuação do operador de rede

1 — Na atividade inspetiva o operador de rede atua e exerce poderes enquanto concessionário, sendo-lhe supletivamente aplicável, com as devidas adaptações, o regime de colaboração e cooperação, as garantias do exercício da atividade de inspeção e o regime de incompatibilidades e impedimentos previstos no regime de inspeção e auditoria dos serviços do Estado.

2 — Quando, na sequência da realização de uma inspeção, o respetivo operador de rede identifique uma situação de AIE, este fica autorizado, sem necessidade de qualquer consentimento particular ou ato judicial ou administrativo, a retirar e manter à sua guarda os equipamentos utilizados, por forma a eliminar a situação ilícita e promover a segurança das instalações.

3 — Sempre que a ENSE — Entidade Nacional para o Setor Energético, E. P. E., no exercício das suas atribuições, adquirir notícia de eventual verificação de AIE, deve dar de imediato conhecimento dos factos apurados ao operador de rede competente para os efeitos previstos no presente decreto-lei.

Artigo 260.º

Responsabilidade do operador de rede

1 — Nos casos de deferimento do pedido de reapreciação, fundado em inexistência de AIE, ou nos casos de imputabilidade subjetiva incorreta do beneficiário, os custos de interrupção e de restabelecimento são suportados pelo operador de rede, que procede ao reembolso dos valores já pagos, acrescidos de juros calculados à taxa legal aplicável por cada dia, desde a realização do pagamento, ou é paga pelo operador de rede uma compensação ao interessado pela interrupção correspondente ao valor diário, nos termos definidos pela ERSE.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, o interessado pode exigir uma indemnização por danos sofridos, nos termos gerais.

3 — Os valores que o operador de rede deva pagar nos termos do presente artigo, e que não correspondam a meras devoluções de importâncias recebidas, são considerados custos aceites para efeitos de regulação.

Artigo 261.º

Participação às entidades competentes

1 — Sempre que existam indícios da prática de um crime, o operador de rede deve participar ao Ministério Público os factos de que tenha tomado conhecimento no desempenho das suas funções.

2 — Quando existam indícios de que um técnico de eletricidade tenha intervindo ou consentido, de algum modo, para permitir a prática de ato de AIE, o operador de rede deve dar conhecimento desse facto à DGEG e ao Ministério Público.

3 — Sempre que numa instalação dotada de técnico responsável seja detetada a prática de um ato de AIE, o operador de rede deve informar a DGEG e o Ministério Público.

4 — A DGEG pode solicitar ao operador de rede todos os elementos que tenha por relevantes, nomeadamente para efeitos de procedimento sancionatório contra os técnicos responsáveis.

Artigo 262.º

Centros de arbitragem de conflitos de consumo

1 — Considera-se conflito de consumo o litígio existente entre uma pessoa singular e o operador de rede sobre a existência de AIE e o seu beneficiário.

2 — Sem prejuízo do direito de recurso aos tribunais, a pessoa singular a quem seja imputado o benefício por AIE pode, por sua opção expressa, submeter o litígio à apreciação dos centros de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizados, inclusive no que respeita ao montante pecuniário a pagar.

Artigo 263.º

Regulamentação

1 — Compete à ERSE regulamentar o disposto no presente capítulo.

2 — O operador de rede tem o dever de colaboração no exercício das funções atribuídas à ERSE, nomeadamente prestando todas as informações, fornecendo todos os documentos e realizando todas as perícias e inspeções que lhe forem solicitadas.

CAPÍTULO XIX

Regiões Autónomas

Artigo 264.º

Âmbito de aplicação e órgãos competentes

1 — Sem prejuízo do disposto no artigo 2.º, não se aplicam às Regiões Autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nos termos da derrogação prevista no artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho.

2 — As adaptações decorrentes da aplicação do disposto no número anterior são efetuadas mediante ato legislativo regional.

3 — Nas Regiões Autónomas as competências cometidas ao Governo da República, à DGEG e a outros organismos da administração central são exercidas pelos correspondentes membros do Governo regional e pelos serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências, sem prejuízo das competências da ERSE, da AdC e de outras entidades de atuação com âmbito nacional.

4 — Nas Regiões Autónomas, a estrutura das respetivas RESP é estabelecida pelos órgãos competentes regionais.

Artigo 265.º

Extensão da regulação às Regiões Autónomas

1 — A regulação da ERSE exercida no âmbito do SEN é extensiva às Regiões Autónomas.

2 — A extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas assenta no princípio da partilha dos benefícios decorrentes da convergência do funcionamento do SEN, nomeadamente em matéria de convergência tarifária e de relacionamento comercial.

3 — A convergência do funcionamento do SEN por via da regulação tem por finalidade contribuir para a correção das desigualdades resultantes da insularidade e do caráter ultraperiférico das Regiões Autónomas, ao abrigo dos princípios da cooperação e da solidariedade do Estado.

4 — A ERSE, no âmbito da convergência tarifária, monitoriza planos de investimento e aceita os custos que sejam fundamentadamente considerados eficientes, atendendo ao contexto insular.

Artigo 266.º

Aplicação da regulamentação

Os regulamentos previstos nas alíneas a) a g) do artigo 235.º são aplicáveis às Regiões Autónomas, tendo em conta as respetivas especificidades, nomeadamente a descontinuidade e dispersão territorial, bem como a dimensão geográfica e do mercado.

Artigo 267.º

Aplicação do regime da tarifa social de eletricidade às Regiões Autónomas

1 — O desconto previsto no artigo 198.º aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no âmbito da convergência tarifária a aplicar pela ERSE nos termos do Regulamento Tarifário, sem prejuízo de os atos e procedimentos necessários à sua execução competirem às entidades das respetivas administrações regionais com atribuições e competências nas matérias em causa.

2 — O regime de financiamento da tarifa social estabelecido pelo presente decreto-lei não se aplica aos produtores de eletricidade das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 268.º

Pagamento aos municípios no âmbito das concessões em baixa tensão

Os municípios das Regiões Autónomas têm direito a uma contrapartida ou remuneração calculada e tratada de modo equivalente ao previsto no artigo 118.º pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal no âmbito da exploração da concessão ou do desenvolvimento da atividade do transporte e distribuição de eletricidade, adaptando-se para esse efeito, se e quando necessário, os respetivos contratos de concessão atribuídos pelos Governos regionais.

Artigo 269.º

Âmbito territorial dos títulos habilitantes ao exercício de atividades

Os registos de comercializador de eletricidade, de agregador independente, a licença de comercializador e de agregador, ambos de último recurso, as licenças de OLMCA e de EEGO e a autorização de gestor de mercados organizados de eletricidade têm validade em todo o território de Portugal continental, cabendo aos órgãos próprios das Regiões Autónomas a emissão dos títulos para o exercício destas atividades no respetivo território, nos casos aplicáveis.

Artigo 270.º

Taxas

As taxas devidas pelos atos praticados pelos órgãos competentes das Regiões Autónomas constituem receita própria da respetiva região autónoma e são liquidadas e cobradas por estas.

CAPÍTULO XX

Fiscalização

Artigo 271.º

Direito de acesso à informação

1 — As entidades com competências de fiscalização ou de supervisão do SEN têm o direito de obter dos respetivos intervenientes a informação necessária ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado.

2 — O disposto no número anterior inclui também o direito de acesso aos documentos de prestação de contas das empresas de eletricidade.

3 — As entidades referidas no n.º 1 preservam a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis, podendo, no entanto, trocar entre si ou divulgar as informações que sejam necessárias ao exercício das suas funções.

Artigo 272.º

Fiscalização técnica

1 — A fiscalização da conformidade do exercício das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo com os respetivos procedimentos de controlo prévio e a fiscalização técnica das instalações elétricas relativa ao exercício daquelas atividades cabe à DGEG.

2 — As entidades concessionárias da RNT e da RND podem, no âmbito das suas atribuições e competências, proceder à fiscalização das instalações de produção, armazenamento e autoconsumo e instalações de consumo ligadas às respetivas redes, tendo especialmente em vista a sua adequada compatibilização com as referidas redes.

3 — O titular de título de controlo prévio para o exercício das atividades de produção, armazenamento ou autoconsumo de eletricidade está obrigado:

a) A permitir e facilitar o livre acesso do pessoal técnico às instalações e suas dependências, bem como aos aparelhos e instrumentos de medição;

b) A prestar ao pessoal técnico todas as informações e auxílio de que careçam para o desempenho das suas funções de fiscalização.

4 — O disposto no presente decreto-lei não prejudica a fiscalização por outras entidades no âmbito das respetivas atribuições e competências.

Artigo 273.º

Regime sancionatório

1 — A ERSE é a autoridade administrativa competente para a supervisão, fiscalização, instrução e decisão dos processos instaurados ao abrigo do regime sancionatório do setor energético, do regime das práticas comerciais desleais, bem como em matéria de publicidade, e dos demais diplomas legais que o identifiquem.

2 — As contraordenações previstas no regime sancionatório do setor energético não constituem contraordenações económicas para efeitos do regime jurídico das contraordenações económicas.

3 — O regime sancionatório aplicável às disposições do presente decreto-lei e da legislação complementar é estabelecido em decreto-lei específico.

Artigo 274.º

Publicidade

1 — A ERSE pode, relativamente à publicidade que não respeite a lei ou a regulamentação aplicável:

a) Ordenar as modificações necessárias para pôr termo às irregularidades;

b) Ordenar a suspensão das ações publicitárias em causa;

c) Determinar a imediata publicação, pelo responsável, de retificação apropriada.

2 — Em caso de incumprimento das determinações previstas na alínea c) do número anterior, pode a ERSE, sem prejuízo das sanções aplicáveis, substituir-se aos infratores na prática do ato.

CAPÍTULO XXI

Disposições finais e transitórias

Artigo 275.º

Taxas administrativas

1 — Pelos atos previstos no presente decreto-lei relativos aos procedimentos de controlo prévio, respetivas alterações ou averbamentos, a autorizações e a licenças, registos e concessões são devidas taxas, a estabelecer por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 — Pelo procedimento de controlo prévio de registo e respetivos averbamentos, bem como pelo registo de comercializadores, são devidas taxas, que constituem receita própria da DGEG.

3 — Nas restantes taxas, a estabelecer nos termos do n.º 1, os montantes cobrados constituem receita do Estado em 60 % e da entidade licenciadora em 40 %, salvo nos casos de competência municipal, nos quais a receita cabe integralmente aos respetivos municípios.

4 — As receitas do Estado provenientes da cobrança das taxas podem ser consignadas ao Fundo Ambiental mediante portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia e podendo reverter para a redução da dívida tarifária do SEN.

5 — Na falta de pagamento voluntário das taxas, compete à Administração Tributária e Aduaneira (AT), nos termos do Código de Procedimento e de Processo Tributário (CPPT), promover a respetiva cobrança coerciva.

6 — A entrega da certidão de dívida é efetuada através da plataforma eletrónica da AT, no Portal das Finanças, ou por via eletrónica.

7 — O processo de execução fiscal tem por base certidão emitida pela entidade competente, com valor de título executivo, da qual constam os elementos referidos no artigo 163.º do CPPT.

Artigo 276.º

Processos pendentes

1 — O disposto no presente decreto-lei aplica-se aos processos pendentes na DGEG, sem prejuízo dos atos já praticados.

2 — Nos procedimentos de controlo prévio 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.

3 — Aos processos pendentes na DGEG que se encontram a aguardar capacidade de receção na RESP, na sequência da realização de sorteio e com caução já prestada, não é aplicável o disposto no n.º 10 do artigo 22.º, procedendo-se à atribuição de capacidade de injeção na RESP logo que disponível, bem como da correspondente licença de produção.

4 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, 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.

5 — Nos casos referidos no número anterior o procedimento de controlo prévio segue os termos previstos no presente decreto-lei.

6 — O disposto no artigo 56.º não é aplicável aos procedimentos de controlo prévio que se tenham iniciado antes da entrada em vigor do presente decreto-lei.

7 — Os procedimentos referentes à celebração de acordo entre o interessado e o operador da RESP para a construção ou reforço de infraestruturas de rede que já tenham obtido classificação final, nos termos da lista publicitada no sítio na Internet da DGEG, à data da entrada em vigor do presente decreto-lei, prosseguem os seus termos de acordo com o disposto nos n.os 12 e seguintes do artigo 20.º, sendo os prazos ali estabelecidos reportados ao ano civil seguinte ao da entrada em vigor do presente decreto-lei.

8 — Os pedidos pendentes que não se incluam no disposto no número anterior caducam, sem prejuízo da possibilidade de nova apresentação do pedido nos termos do presente decreto-lei.

9 — O disposto no artigo 49.º 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 após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 277.º

Conversão de unidades de pequena produção, de microprodução e de miniprodução

1 — Os centros eletroprodutores atualmente em funcionamento como unidades de pequena produção, de microprodução e de miniprodução, registadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, na sua redação atual, do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, na sua redação atual, e do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 11 de março, na sua redação atual, respetivamente, podem ser convertidas em UPAC.

2 — O requerimento para a conversão é efetuado na plataforma eletrónica referente ao procedimento de registo prévio e é instruída nos termos do despacho referido no n.º 10 do artigo 55.º

3 — São reaproveitados todos os elementos documentais que constem do processo administrativo do centro eletroprodutor a converter.

4 — O registo do centro eletroprodutor como UPAC determina a caducidade dos registos preexistentes.

Artigo 278.º

Regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração

1 — 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.

2 — A energia adicional ou a energia do sobre-equipamento de centros eletroprodutores licenciados e em funcionamento à data da entrada em vigor do presente decreto-lei é remunerada de acordo com os regimes remuneratórios garantidos aplicáveis e durante o respetivo prazo de vigência, até ao limite da potência de ligação atribuída no respetivo título de controlo prévio.

3 — A energia adicional ou a energia do sobre-equipamento de centros eletroprodutores que venham a ser autorizados no âmbito do regime transitório constante do artigo 2.º da Portaria n.º 203/2020, de 21 de agosto, é remunerada de acordo com os regimes remuneratórios garantidos aplicáveis e durante o respetivo prazo de vigência, até ao limite da potência de ligação atribuída no respetivo título de controlo prévio.

Artigo 279.º

Encerramento de centros eletroprodutores

1 — 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.

2 — Cabe ao último titular de exploração de centro eletroprodutor a que se refere o número anterior o pagamento da totalidade dos encargos, diretos e indiretos, que decorram do desmantelamento das instalações e, se for o caso, a reposição das condições do terreno, respeitando, entre outras aplicáveis, as determinações de natureza ambiental.

3 — As infraestruturas da RESP que se tornem desnecessárias às respetivas concessões, em virtude do encerramento de centro eletroprodutor abrangido pelo presente artigo, são desmanteladas com regularização do local de implantação, pelo respetivo operador da RESP e após autorização do concedente, ficando os custos e encargos incorridos pelo operador da RESP a cargo do último titular da licença de exploração do centro eletroprodutor em causa.

4 — Sem prejuízo do recurso aos meios comuns, o incumprimento do disposto no número anterior implica a inibição de atribuição de nova capacidade de injeção na RESP aos titulares de centros eletroprodutores sujeitos às obrigações estabelecidas no presente artigo e, bem assim, às sociedades com quem mantenham relações de domínio.

Artigo 280.º

Regime transitório aplicável a instalações de consumo abrangidas pelo Estatuto do Cliente Eletrointensivo

1 — As instalações de consumo abrangidas pelo Estatuto do Cliente Eletrointensivo podem, no âmbito da celebração de contratos de aquisição de energia renovável, beneficiar de isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, na componente de energia elétrica objeto daquele contrato.

2 — O disposto no número anterior vigora pelo prazo estabelecido para a obtenção de licença de produção e de licença de exploração, nos termos estabelecidos no artigo 14.º, com as necessárias adaptações, os quais se contam da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 281.º

Modelo de gestão flexível das redes

Os operadores da RNT e RND dispõem do prazo que vier a ser fixado nos respetivos regulamentos aplicáveis para a implementação do modelo de gestão flexível das respetivas redes.

Artigo 282.º

Contadores inteligentes

1 — Na sequência dos estudos elaborados pela ERSE, nos termos estabelecidos na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, que considerem economicamente viável a instalação de contadores inteligentes, o membro do Governo responsável pela área da energia aprova, por despacho, o cronograma de instalação dos contadores inteligentes e sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes, assegurando a cobertura de 100 % dos clientes finais até 2024.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior a ERSE apresenta, no prazo de seis meses após a data da entrada em vigor do presente decreto-lei, um cronograma, desagregado por áreas e com faseamento trimestral, para a instalação de contadores inteligentes nas redes de distribuição em BT, ouvindo para o efeito os operadores da RESP.

3 — O cronograma referido nos números anteriores não prejudica o disposto sobre contadores inteligentes na atividade de autoconsumo.

Artigo 283.º

Planos de desenvolvimento e investimento das redes de transporte e de distribuição

1 — O disposto no presente decreto-lei relativamente ao processo de elaboração dos PDIRT e PDIRD não prejudica a aprovação dos planos em curso nem a periodicidade estabelecida para a sua elaboração.

2 — De acordo com a periodicidade estabelecida, a elaboração do PDIRT e do PDIRD segue o regime estabelecido no presente decreto-lei quando ocorra após a data da sua entrada em vigor.

Artigo 284.º

Atividades sujeitas a concessão

1 — 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.

2 — Até 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.

3 — 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.

4 — A atribuição de novas concessões segue o disposto no presente decreto-lei.

Artigo 285.º

Concessões das redes de distribuição em baixa tensão

1 — São prorrogados, sem necessidade de ulteriores termos, os contratos de concessão das redes de distribuição de eletricidade em BT, incluindo aqueles para os quais já haja transcorrido o seu prazo.

2 — A prorrogação operada pelo número anterior tem a duração necessária à efetiva entrada em operação do adjudicatário na operação da concessão, na sequência de concurso público para a sua atribuição.

3 — Até à efetiva entrada em operação do adjudicatário na operação da concessão, o concessionário da rede de distribuição de eletricidade em BT remete, anualmente, ao concedente o cadastro atualizado, em formato digital aberto, discriminando:

a) Ativos específicos de uma concessão, onde se incluem todos os ativos identificados como estando afetos a uma concessão específica;

b) Ativos partilhados por conjuntos de concessões, mediante a identificação dos ativos que estão a ser alvo de uma utilização partilhada e das respetivas concessões que estão a beneficiar dessa utilização;

c) Ativos partilhados por todas as concessões, onde se incluem os ativos que têm uma utilização em todo o território continental.

4 — Os contratos atualmente em vigor podem ser objeto de alterações para, tendo em conta os princípios da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, transitoriamente e até ao seu termo:

a) Assegurar a utilização de novas soluções e tecnologias, para promoção da gestão flexível das redes de distribuição de eletricidade em BT;

b) Desenvolver a mobilidade elétrica e a transição energética; e

c) Acautelar o desenvolvimento das infraestruturas das redes inteligentes.

5 — No prazo de três meses após a entrada em vigor do presente decreto-lei, o concessionário da rede de distribuição de eletricidade em BT acorda com a ANMP, em articulação com o membro do Governo responsável pela área da energia, os termos das alterações contratuais necessárias à concretização do disposto no número anterior, dando conhecimento à ERSE.

Artigo 286.º

Acreditação do operador de rede de distribuição fechada

A DGEG estabelece os critérios de acreditação aplicáveis ao operador da RDF, no prazo de 120 dias a contar da data de publicação do presente decreto-lei.

Artigo 287.º

Licenças do comercializador de último recurso em baixa tensão

1 — As licenças de comercialização de último recurso já atribuídas mantêm-se até à atribuição de nova licença, nos termos previstos no artigo 139.º

2 — Até à atribuição da licença referida no número anterior o CUR assegura a aquisição de eletricidade aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou de outros regimes bonificados de apoio à remuneração já concedidos, bem como aos produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW, nos termos do artigo seguinte.

Artigo 288.º

Aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso a produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW

1 — Enquanto não for atribuída a licença de agregador de último recurso o CUR assegura a aquisição da energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis aos produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW.

2 — O disposto no número anterior é aplicável à aquisição de energia excedentária do autoconsumo.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, o CUR celebra contrato de compra e venda de energia elétrica com o produtor que o solicitar, mediante subscrição de formulário disponibilizado no seu sítio na Internet.

4 — Os termos e condições do contrato de compra e venda referido no número anterior são definidos pela ERSE.

5 — Nos casos referidos no n.º 1 a remuneração da energia elétrica fornecida à RESP é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$Rm_{i,m} = En_{i,m} \times Pr_{MIBEL\text{-}PT,m} - Enc_{i,m}$$

sendo:

a) «$Rm_{i,m}$», a remuneração da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor *i* no mês *m*, em €;

b) «$En_{i,m}$», a energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor *i* no mês *m*, em kWh;

c) «$Pr_{MIBEL\text{-}PT,m}$», a média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol, ajustada ao perfil de produção do produtor *i*, relativos ao mês *m*, em €/kWh;

d) «$Enc_{i,m}$», os encargos, nos termos definidos pela ERSE, suportados com a representação em mercado do produtor *i*, nomeadamente os desvios à programação, devido à participação na área portuguesa do MIBEL, as tarifas de acesso às redes e outros encargos, relativos ao mês *m*, em €;

e) «*m*», o mês a que se refere a contagem da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor *i*.

6 — A energia elétrica adquirida ao produtor referido no n.º 1 é vendida em mercado através de uma unidade de programação distinta da utilizada pelo CUR no âmbito da função de compra e venda de energia elétrica da produção com remuneração por tarifa garantida.

7 — O membro do Governo responsável pela área da energia pode alterar, mediante despacho a publicar no *Diário da República*, o limite de potência de injeção previsto no n.º 1.

Artigo 289.º

Extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais

1 — Os CUR devem continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em MT, BTE e BTN que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, até às seguintes datas:

a) 31 de dezembro de 2022, no caso de clientes finais com consumos em BTE;

b) 31 de dezembro de 2025, no caso de clientes finais com consumos em BTN.

2 — Na situação referida no número anterior é aplicada uma tarifa transitória de venda, fixada pela ERSE, determinada pela soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, sem qualquer fator de agravamento.

3 — Até ao final do prazo referido na alínea c) do n.º 1, os clientes com contratos em regime de preço livre podem optar por um regime equiparado ao das tarifas transitórias, para fornecimento de eletricidade aos clientes finais de BTN, nos termos da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

4 — A partir das datas previstas no n.º 1 os novos contratos de venda de eletricidade a clientes finais são obrigatoriamente celebrados em regime de preços livres, sem prejuízo do estabelecido no n.º 6.

5 — Decorrido o período previsto no n.º 1 sem que o cliente tenha celebrado novo contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador registado, aplicam-se as regras definidas na regulamentação da ERSE.

6 — Os clientes finais economicamente vulneráveis, tendo o direito de aderir às formas de contratação oferecidas no mercado, podem optar por ser fornecidos pelo comercializador de último recurso, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 138.º, mantendo, em qualquer dos casos, o direito ao desconto na tarifa de acesso às redes, previsto no artigo 198.º

7 — Os CUR devem, com uma antecedência mínima de seis meses a contar da data fixada para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade nos diferentes níveis de tensão, remeter aos respetivos clientes uma comunicação informativa do processo de extinção das suas tarifas transitórias, nos termos a definir pela ERSE.

Artigo 290.º

Regime de transferência intertemporal

De 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.

Artigo 291.º

Défice e ajustamentos tarifários

A revogação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, não prejudica o pagamento do défice gerado em 2009, decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008

e do valor do sobrecusto da produção em regime especial de 2009, a recuperar até 2024, conforme estabelecido naquele decreto-lei.

Artigo 292.º

Atividade de mudança de comercializador

1 — A ADENE continua a desempenhar as funções de OLMCA até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º

2 — O gestor global do SEN continua a desempenhar as funções de operador logístico de mudança de agregador até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º

3 — O procedimento concorrencial para atribuição de licença de OLMCA é efetuado no prazo de um ano a contar da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

4 — Caso o titular da licença de OLMCA o solicite, a ADENE e o gestor global do SEN devem, no prazo de 60 dias:

a) Transferir a titularidade dos sistemas de informação de suporte alocados ao desenvolvimento da atividade de mudança de comercializador, nos termos e condições aprovados pelo membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE;

b) Entregar, a título gratuito e cumprindo as normas de segurança da informação, os dados recolhidos e armazenados, incluindo os dados pessoais dos consumidores, relativos às atividades que vinham desempenhando enquanto gestora da mudança de fornecedor; e

c) Informar o OLMCA do perfil e identificação dos trabalhadores que se encontrem afetos às atividades de gestão dos processos de mudança de comercializador e autorizar cedência daqueles que forem solicitados pelo OLMCA, desde que o trabalhador dê o seu consentimento.

Artigo 293.º

Revisão periódica do regime da tarifa social

1 — A caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser revista 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 da entrada em vigor do presente decreto-lei, com vista à sua adequação à situação vigente no setor elétrico.

2 — A caracterização prevista no número anterior deve ser publicada no sítio na Internet da DGEG e remetida ao membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 294.º

Entidade Emissora de Garantias de Origem

1 — Mantêm-se cometidas à concessionária da RNT as competências de EEGO relativas à produção de eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis e à produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono até à realização de procedimento concorrencial para atribuição da licença de EEGO.

2 — Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira mantêm-se cometidas às concessionárias EDA — Empresa de Eletricidade dos Açores, E. P., e à EEM — Empresa de Eletricidade da Madeira, S. A., respetivamente, as competências de EEGO relativas à produção de eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis e à produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

Artigo 295.º

Estudo referente ao desenvolvimento de energias renováveis de fonte ou localização oceânica

No prazo de um ano após a data da entrada em vigor do presente decreto-lei a ERSE, com a colaboração da DGEG, da DGRM, da Direção-Geral de Política do Mar e dos operadores da RNT e da RND, apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia um estudo que, à luz da Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas e dos instrumentos de ordenamento do espaço marítimo, contenha a avaliação do potencial de aproveitamento de energias renováveis de fonte ou localização oceânica, as necessidades de infraestruturas de rede e as medidas a adotar para o respetivo desenvolvimento.

Artigo 296.º

Estudo de inversão de fluxo nas redes

1 — A DGEG coordena um estudo, envolvendo os ORT e ORD, tendo em vista o estabelecimento dos processos de cálculo dos limites admissíveis de inversão de fluxo nos pontos de fronteira entre as redes de distribuição e transporte e nos pontos de fronteira entre as redes de distribuição exploradas a níveis de tensão distintos incluindo a definição de metodologias de suporte para a respetiva revisão periódica, bem como as medidas adequadas à respetiva implementação.

2 — O estudo referido no número anterior é realizado por entidade independente a determinar pela DGEG, com recurso a procedimento de consulta prévia com convite a, pelo menos, três entidades, sendo submetido ao membro do Governo responsável pela área da energia, no prazo de um ano após a data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 297.º

Modelo de registo de agentes de mercado

No prazo de um ano após a data da entrada em vigor do presente decreto-lei, a DGEG, com a colaboração da ERSE, do gestor global do SEN, do operador de mercado, do gestor integrado de garantias e dos operadores da rede, implementa uma plataforma eletrónica que permita centralizar o registo e licenciamento das atividades desenvolvidas em regime de mercado, incluindo os contratos a celebrar, as garantias a prestar e as obrigações de prestação de informação devidas pelos agentes de mercado.

Artigo 298.º

Extensão do regime estabelecido para a apropriação ilícita de energia

1 — O disposto no capítulo XIX é aplicável, com as necessárias adaptações, à apropriação ilícita de gás, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, e de gás de petróleo liquefeito (GPL) canalizado.

2 — A ERSE procede à regulamentação do disposto no número anterior.

Artigo 299.º

Zona-piloto para produção de energia elétrica a partir das ondas do mar

O disposto no presente decreto-lei não prejudica o disposto no regime jurídico estabelecido nos Decretos-Leis n.os 5/2008, de 8 de janeiro, e 238/2008, de 15 de dezembro, nas suas redações atuais.

Artigo 300.º

Situações transitórias decorrentes dos contratos de aquisição de energia

1 — Até à data de termo dos CAE atualmente em vigor, os centros eletroprodutores abrangidos continuam a operar de acordo com o estabelecido no respetivo contrato e com o disposto no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, na sua redação atual.

2 — Nos casos previstos no número anterior, a REN Trading, S. A. (REN Trading), deve efetuar a venda da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE que se mantenham em vigor através dos mercados organizados ou à celebração de contratos bilaterais, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, sempre que tal se justifique para a otimização da gestão da energia desses contratos.

3 — Compete à ERSE estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema ou noutra aplicável a todos os consumidores de energia elétrica, a diferença entre a soma dos:

a) Encargos totais suportados pela REN Trading e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE; e

b) Encargos totais decorrentes do desmantelamento do último centro eletroprodutor titular de CAE, incluindo os associados à reposição dos terrenos das respetivas instalações sempre que estes sejam suportados por uma das entidades referidas na alínea a), exceto se a sua exploração comercial prosseguir findo o CAE;

e as receitas provenientes da venda:

c) Da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito desses mesmos CAE;

d) Dos leilões de gás natural do contrato de aprovisionamento de longo prazo.

4 — A entidade concessionária da RNT realiza, com pelo menos seis meses de antecedência relativamente à caducidade do último centro eletroprodutor titular de CAE, uma avaliação técnica dos equipamentos existentes, com vista ao lançamento, em caso de viabilidade técnica comprovada, de procedimento concursal para atribuição do centro eletroprodutor em apreço, ficando o adjudicatário com as obrigações do desmantelamento.

5 — É aplicável à REN Trading, no que respeita à sua atividade de compra e venda de eletricidade a centros eletroprodutores em regime ordinário titulados por CAE, o disposto no artigo 209.º

Artigo 301.º

Servidões administrativas de linhas elétricas

1 — O regime das servidões administrativas de linhas elétricas consta de legislação complementar, devendo o respetivo projeto ser submetido pela DGEG, após audição dos operadores da RESP, ao membro do Governo responsável pela área da energia no prazo de seis meses após a data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

2 — Até à data da entrada em vigor da legislação referida no número anterior mantêm-se em vigor as disposições do Decreto-Lei n.º 43335, de 19 de novembro de 1960, na sua redação atual, na matéria relativa à implantação de instalações elétricas e à constituição de servidões.

Artigo 302.º

Normalização de equipamentos

1 — A pedido dos operadores de redes de distribuição em BT, a DGEG aprova as normas técnicas de certificação de materiais, aparelhos, sistemas de contagem e sensorização e equipamentos elétricos.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, a DGEG consulta o gestor integrado das redes de distribuição, bem como o ORD.

Artigo 303.º

Atualização de regulamentos

Os regulamentos previstos no artigo 235.º são objeto de atualização, no prazo máximo de 18 meses, pelas entidades competentes, visando assegurar o cumprimento do disposto no presente decreto-lei e demais legislação europeia.

Artigo 304.º

Aplicação no espaço

1 — O presente decreto-lei aplica-se em todo o território e espaço marítimo nacional, sem prejuízo do disposto no capítulo xx e no número seguinte.

2 — Salvo menção expressa no presente decreto-lei, as referências à organização, ao funcionamento e ao regime das atividades que integram o SEN reportam-se ao continente.

3 — Não se aplicam à ilha da Berlenga as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nos termos da derrogação prevista no artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho.

4 — O disposto nos números anteriores não prejudica a unidade e a integração do SEN a nível nacional.

Artigo 305.º

Norma revogatória

São revogados:

a) O Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro;

b) O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual;

c) O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio;

d) O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual;

e) O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro;

f) O Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;

g) O Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na sua redação atual;

h) O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua redação atual;

i) O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, na sua redação atual;

j) O Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro;

k) O Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho;

l) O Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, na sua redação atual;

m) O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março;

n) O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

Artigo 306.º

Regulamentação

A regulamentação vigente e relativa aos decretos-leis revogados nos termos do artigo anterior, bem como as respetivas disposições sancionatórias, mantém-se em vigor, em tudo o que não contrarie o disposto no presente decreto-lei, até à respetiva atualização.

Artigo 307.º

Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

ANEXO I

[a que se referem os n.os 1 e 2 do artigo 24.º, a alínea b) do n.º 5 do artigo 25.º, a alínea e) do n.º 3 do artigo 33.º, o n.º 2 do artigo 35.º, o n.º 1 do artigo 43.º e o artigo 222.º]

1 — Elementos instrutórios do pedido de atribuição de licença de produção:

a) Identificação completa do requerente e, quando aplicável, certidão permanente do registo comercial;

b) Declaração, sob compromisso de honra, do requerente de que tem regularizada a sua situação relativamente a contribuições para a segurança social, bem como a sua situação fiscal;

c) Título de reserva de capacidade de injeção na rede em nome do requerente, nos termos das alíneas a) ou c) do n.º 2 do artigo 18.º, ou acordo entre o requerente e o operador da rede elétrica de serviço público (RESP) referido na alínea b) do n.º 2 do mesmo artigo;

d) Excetuando os casos em que é necessário título de utilização de recursos hídricos ou título de utilização privativa do espaço marítimo, documento comprovativo da disponibilidade dos terrenos para a instalação do centro eletroprodutor, unidade de produção para autoconsumo (UPAC) ou instalação de armazenamento, para:

i) Instrução do pedido de licença de produção:

1) Contrato que tenha por objeto a constituição, a favor do requerente, do direito de propriedade, direito de superfície, direito de usufruto ou direito de arrendamento sobre o imóvel;

2) Contrato-promessa relativamente a qualquer dos direitos referidos no número anterior e reconhecimento das assinaturas dos outorgantes nos termos da lei;

ii) Instrução do pedido de licença de exploração:

1) Contrato de compra e venda do imóvel a favor do requerente;

2) Constituição de direito de superfície a favor do requerente;

3) Constituição de usufruto sobre o imóvel a favor do requerente;

4) Contrato-promessa dos contratos descritos nos números anteriores, desde que seja convencionada a sua eficácia real e com reconhecimento das assinaturas dos outorgantes nos termos da lei;

5) Contrato de arrendamento a favor do requerente ou contrato-promessa de arrendamento a favor do requerente que inclua cláusula que assegure a sua execução específica e com assinaturas reconhecidas nos termos da lei;

e) Projeto de execução do centro eletroprodutor, instalação de armazenamento ou UPAC;

f) Plano de encerramento e remoção das instalações;

g) Termo de responsabilidade pelo projeto das instalações elétricas;

h) Cronograma das ações necessárias para a instalação do centro eletroprodutor, instalação de armazenamento ou UPAC, incluindo a indicação do prazo de entrada em exploração;

i) Título Único Ambiental (TUA) com todas as decisões de ambiente aplicáveis ao projeto, deferidas, expressa ou tacitamente, ou deferidas condicionalmente, sem prejuízo do disposto nos artigos 42.º e 43.º;

j) Informação prévia favorável emitida pela câmara municipal quando o projeto não esteja sujeito ao regime jurídico de avaliação de impacte ambiental (AIA) ou a avaliação de incidências ambientais;

k) Tratando-se de centros hidroelétricos ou de centros eletroprodutores destinados a ser instalados em espaço hídrico ou marítimo sob a soberania ou jurisdição nacional, certidão do título de utilização concedido pela entidade competente autorizando a utilização dos recursos para o fim pretendido;

l) Perfil da empresa requerente, dos sócios ou acionistas e das percentagens do capital social detido, quando igual ou superior a 5 %, bem como elementos demonstrativos da capacidade técnica, económico-financeira e experiência para assegurar a realização do projeto e o cumprimento das obrigações legais, regulamentares e as derivadas da licença;

m) Informação detalhada e elucidativa da quota de capacidade de produção de eletricidade detida pelo requerente, bem como declaração, sob compromisso de honra, de que aquando do pedido não se encontra abrangido pelo disposto na alínea d) do n.º 1 do artigo 27.º ou, estando abrangido, em que medida lhe é o mesmo aplicável, indicando as medidas que se propõe tomar para os efeitos do n.º 4 do mesmo artigo; e

n) Parecer favorável do operador de Rede Nacional de Transporte de Gás, quando o centro eletroprodutor tenha interferência com os domínios ou atividades planeadas daquele operador.

2 — Nos casos em que os elementos instrutórios só possam ser apresentados após a realização do procedimento de AIA ou após a realização da análise de incidências ambientais, os mesmos são entregues pelo requerente, no prazo de cinco dias, que pode ser prorrogado pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), após a entrega da decisão daqueles procedimentos.

3 — No caso de instalação em centro eletroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária mantendo a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente, é dispensada a apresentação do título previsto na alínea c) do n.º 1, que é substituído por autorização do titular da licença preexistente a quem foi atribuído o ponto de injeção na rede a utilizar.

4 — No caso referido no número anterior o pedido é instruído com regulamento interno ou acordo, que estabeleça a gestão da injeção de energia elétrica da RESP, consoante a nova unidade a instalar seja detida ou explorada pela entidade titular do centro eletroprodutor preexistente ou por terceiro, nos termos de minuta aprovada pela DGEG, que, para o efeito, ouve o gestor global do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

5 — O projeto de execução do centro eletroprodutor, acompanhado pelo termo de responsabilidade do técnico pela sua elaboração, é entregue em suporte digital e deve compreender:

a) Memória descritiva:

i) Memória descritiva e justificativa, indicando a natureza, a importância, a função e as características das instalações e do equipamento, as condições gerais do seu estabelecimento e da sua exploração, os sistemas de ligação à terra, as disposições principais adotadas para a produção de eletricidade, armazenamento quando for o caso, sua transformação, transporte e utilização ou a origem e o destino da energia a transportar e as proteções contra sobreintensidades e sobretensões e os seus cálculos, quando se justifique;

ii) Descrição, tipos e características dos geradores de energia elétrica, transformadores e aparelhagem de corte e proteção, sistemas de armazenamento, bem como das caldeiras, das turbinas e de outros equipamentos; e

iii) Identificação das coordenadas geográficas dos vértices referentes ao polígono de implantação do centro eletroprodutor, instalação de armazenamento ou UPAC, no sistema ETRS89, denominado PT-TM06, para Portugal continental, em formato vetorial, preferencialmente em formato shapefile;

b) Desenhos:

i) Planta geral de localização da instalação referenciada por coordenadas e em escala não inferior a 1:25 000, de acordo com a respetiva norma, indicando a localização das obras principais, tais

como geradores ou painéis, subestações, postos de corte, postos de transformação, e referenciadas as vias públicas rodoviárias e ferroviárias, cursos de água, construções urbanas e linhas já existentes;

ii) Plantas, alçados e cortes, em escala conveniente, escolhida de acordo com a EN-ISO 5455, dos locais da instalação, com a disposição do equipamento elétrico e mecânico, em número e com o pormenor suficiente para poder verificar-se a observância das disposições regulamentares de segurança (para instalação de potência instalada superior a 1 MW, estes elementos apenas são apresentados com o pedido de vistoria); e

iii) Esquemas elétricos gerais das instalações projetadas, com a indicação de todas as máquinas e de todos os aparelhos de medida e proteção e comando, usando os sinais gráficos normalizados.

6 — Todas as peças do projeto são rubricadas pelo técnico responsável, à exceção da última peça, em que devem constar a assinatura digital, o nome por extenso e as referências da sua inscrição na entidade competente.

7 — As peças escritas e desenhadas que constituírem o projeto devem ter dimensões normalizadas, ser elaboradas e dobradas de acordo com as normas em vigor e as regras da técnica e ser numeradas ou identificadas por letras e algarismos.

8 — O registo prévio para instalação em zonas livres tecnológicas é instruído com os seguintes elementos:

a) Identificação do requerente;

b) Demarcação da área pretendida;

c) Capacidade de injeção na RESP requerida, bem como respetivo prazo de atribuição que não pode exceder três anos;

d) Memória descritiva do projeto, evidenciando a componente de investigação e desenvolvimento do projeto;

e) Projeto de instalações elétricas e ramais de ligação necessários;

f) Projeto de assinalamento marítimo nos casos de localização em espaço marítimo sob soberania ou jurisdição nacional; e

g) Outros elementos definidos por despacho do diretor-geral da DGEG, pelo diretor-geral da Direção-Geral dos Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos ou pelo diretor-geral da Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural.

ANEXO II

(a que se refere o n.º 3 do artigo 110.º)

Bases da concessão da rede nacional de transporte de eletricidade

CAPÍTULO I

Disposições e princípios gerais

BASE I

Objeto da concessão

1 — A concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em regime de serviço público e em exclusivo.

2 — A área da concessão abrange todo o território do continente e inclui o solo e o espaço marítimo nacional adjacente até ao limite da Zona Contígua, tal como definida na Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, com exclusão da concessão atribuída nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro.

3 — Incluem-se no objeto da concessão, designadamente:

a) O transporte de eletricidade através da RNT para entrega aos distribuidores em média tensão (MT) e alta tensão (AT), aos consumidores ligados à RNT e às redes de muito alta tensão (MAT) às quais a RNT estiver ligada;

b) O planeamento, construção, exploração e manutenção de todas as infraestruturas que integram a RNT e das interligações às redes a que esteja ligada e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação;

c) A gestão das interligações da RNT com a rede internacional de transporte;

d) A gestão técnica global da RNT, incluindo os serviços de sistema;

e) A elaboração, para o médio e longo prazo, de estudos de planeamento integrado de recursos, de estudos prospetivos sobre o equilíbrio oferta-procura e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e de relatórios de monitorização da segurança do abastecimento (RMSA);

f) A elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT);

g) A preparação dos processos tendentes à informação preliminar de afetação de sítios para instalação de novos centros eletroprodutores;

h) O desenvolvimento dos estudos necessários ao cumprimento de outras obrigações decorrentes da legislação aplicável, designadamente os mecanismos associados aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) dos contratos de aquisição de energia (CAE) cessados e aos mecanismos de capacidade.

4 — Mediante autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, solicitada caso a caso, a concessionária pode exercer outras atividades com fundamento no proveito daí resultante para o interesse da concessão.

BASE II

Âmbito da concessão

1 — A concessão da RNT abrange a exploração das infraestruturas da rede de transporte, compreendendo o exercício da atividade de transporte de eletricidade, que inclui a gestão técnica global do sistema.

2 — A área da concessão abrange todo o território do continente.

BASE III

Gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional

1 — No âmbito da gestão global do SEN, a concessionária deve proceder à coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SEN, de forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazo, mediante o exercício das seguintes funções:

a) Gestão técnica do sistema, a qual integra a programação e monitorização constante do equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura global de energia elétrica, com o apoio de um controlo em tempo real de instalações e seus componentes por forma a corrigir, em tempo, os desequilíbrios, bem como a coordenação do funcionamento da rede de transporte, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia elétrica ao ORD em MT e AT e a clientes ligados diretamente

à rede de transporte, observando os níveis de segurança, de qualidade e de serviço estabelecidos na legislação e regulamentação nacionais e no quadro de referência da rede interligada da União Europeia;

b) Gestão do mercado de serviços de sistema, a qual integra a operacionalização de um mercado de serviços de sistema e a contratação de serviços de sistema com recurso a mecanismos eficientes, transparentes e competitivos para a reserva operacional do sistema e a compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como as liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta função, incluindo a liquidação dos desvios, e a receção da informação dos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, relativamente aos factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais;

c) Planeamento energético, através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de eletricidade ao nível da oferta, tendo em conta as interações entre o SEN e o Sistema Nacional de Gás e as linhas de orientação da política energética nacional, estudos esses que constituem referência para a função de planeamento da RNT e para a operação futura do sistema, bem como através da colaboração com a DGEG, nos termos da lei, na preparação dos RMSA no médio e longo prazo e dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC dos CAE cessados, dos montantes correspondentes aos mecanismos de capacidade e dos incentivos atribuídos no âmbito do mecanismo de garantia de potência;

d) Planeamento da RNT, designadamente no que respeita ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNT, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço em atenção às principais medidas da política energética nacional e, em particular, através da preparação dos PDIRT de eletricidade.

2 — Sem prejuízo de outras que sejam definidas por lei ou regulamento, o desempenho das funções previstas no número anterior determina a sujeição da concessionária às seguintes obrigações:

a) Receber de todos os produtores que detenham centros eletroprodutores que tenham uma potência instalada superior a 1 MW e do operador da RND toda a informação necessária para gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que esteja ligada;

b) Receber de todos os operadores de mercado e de todos os agentes que participam em sistemas de contratação bilateral com entrega física de eletricidade a informação necessária para o estabelecimento dos programas de entrada e saída na rede;

c) Disponibilizar previsões de consumo aos agentes de mercado;

d) Proceder à verificação técnica da operação do SEN, tendo em conta os programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado;

e) Identificar as necessidades de serviços de sistema;

f) Operar um mercado de serviços de sistema;

g) Gerir os contratos de fornecimento de serviços de sistema que tenham sido estabelecidos bilateralmente com agentes de mercado, de acordo com regras objetivas, transparentes e não discriminatórias, e que promovam a eficiência económica;

h) Prever a utilização dos equipamentos de produção e o nível das reservas hidroelétricas necessários à garantia de segurança do abastecimento, no curto e médio prazo, assim como os correspondentes níveis de risco de rutura de abastecimento;

i) Coordenar as indisponibilidades da rede de transporte e dos centros eletroprodutores e monitorizar as cotas das grandes albufeiras, assim como a utilização da bombagem nos empreendimentos hidroelétricos com ciclos reversíveis, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidade dos centros eletroprodutores e propor à entidade responsável pela monitorização da segurança do abastecimento reservas mínimas para as albufeiras e verificar o respetivo cumprimento;

j) Determinar a capacidade disponível para fins comerciais das interligações e definir os correspondentes programas de utilização, em coordenação com os operadores de sistemas vizinhos, no curto, médio e longo prazo;

k) Gerir os mecanismos de resolução de congestionamentos na rede e nas interligações;

l) Instalar e operar um sistema de recolha e processamento de dados para acerto de contas entre as diferentes entidades com as quais a concessionária se relaciona;

m) Criar e manter uma plataforma que assegure a gestão da certificação de instalações de cogeração e de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e a emissão das garantias de origem da respetiva produção;

n) Desenvolver, com a regularidade imposta pela legislação aplicável e pela concessão, os estudos necessários à preparação de elementos prospetivos de referência sobre a evolução, no médio e longo prazo, da combinação adequada para a oferta de energia e do necessário equilíbrio entre a procura de eletricidade e as respetivas infraestruturas de oferta;

o) Colaborar com a DGEG na preparação dos RMSA de eletricidade, no médio e longo prazo;

p) Desenvolver os estudos e, sempre que tal lhe for solicitado pelo concedente ou decorra da lei, efetuar os cálculos dos mecanismos de capacidade e incentivos atribuídos no âmbito dos mecanismos de garantia de potência;

q) Desenvolver, com a regularidade necessária, os estudos de suporte ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNT;

r) Preparar, de acordo com a legislação aplicável, os PDIRT de eletricidade;

s) Desenvolver e manter atualizadas as metodologias e os modelos necessários à obtenção da informação de base e à realização dos estudos, relatórios e planos referidos nas alíneas anteriores.

3 — A concessionária deve sempre dispor, na área da concessão indicada na base anterior, dos meios e recursos técnicos e humanos apropriados, incluindo no plano dos sistemas de informação, bem como ter disponíveis os recursos financeiros necessários em cada momento para aquele efeito, de modo a assegurar, de acordo com elevados padrões de qualidade, a prossecução das funções e o cumprimento das obrigações a que se referem os números anteriores e a recolha, tratamento e disponibilização da informação prevista nos n.os 4 e 5.

4 — A concessionária deve proceder à elaboração, recolha, tratamento e conservação de todas as informações e documentos relevantes para o exercício da atividade de gestão global do SEN.

5 — As informações e documentos a que se refere o número anterior dizem respeito, designadamente, à caracterização técnica e da operação do SEN, às previsões de curto, médio e longo prazo sobre a evolução da oferta de energia e o equilíbrio entre a procura de eletricidade e as respetivas infraestruturas de oferta, aos PDIRT, aos RMSA, aos CMEC e aos mecanismos de capacidade.

6 — O exercício da atividade de gestão global do SEN desenvolve-se nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis, designadamente do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento de Operações das Redes, do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e do Regulamento das Redes, bem como destas bases e do contrato de concessão.

BASE IV

Prazo da concessão

1 — A concessão tem a duração de 50 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 — A concessão pode ser renovada se o interesse público o justificar.

3 — A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária, pelo concedente, através da DGEG, com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

4 — O disposto no número anterior não impede que o concedente e a concessionária acordem, até ao termo do respetivo prazo, na renovação da concessão.

BASE V

Serviço público

1 — A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 — No âmbito da concessão, a concessionária deve desempenhar as atividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adotar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no setor elétrico.

3 — A concessão é atribuída mediante contrato de concessão, no qual outorga o membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado.

BASE VI

Princípios aplicáveis às relações com os produtores, distribuidores, comercializadores, agregadores e outros utilizadores das redes

1 — A concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os produtores, distribuidores, comercializadores, agregadores, o gestor integrado da rede de distribuição e outros utilizadores da 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 sancionados pela DGEG e pela ERSE, em função das suas competências.

2 — A concessionária deve manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelas entidades referidas no número anterior.

CAPÍTULO II

Bens e meios afetos à concessão

BASE VII

Bens da concessão

1 — Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem a rede de muito alta tensão (MAT), as interligações e as instalações do despacho nacional, designadamente:

a) Linhas, subestações, postos de seccionamento, postos de corte, postos de transição e instalações anexas;

b) Os terrenos de que a concessionária é proprietária afetos aos sítios dos centros eletroprodutores, identificados como vinculados nos Decretos-Leis n.os 183/95, de 27 de julho, na sua redação atual, e 198/2003, de 2 de setembro;

c) Instalações afetas ao despacho nacional, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento;

d) Instalações de telecomunicações, telecontagem e telecomando afetas ao transporte e à coordenação do sistema eletroprodutor.

2 — Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;

b) Outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão;

c) As relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de receção e de entrega de eletricidade, bem como os direitos de transporte através de redes situadas no exterior da área da concessão.

BASE VIII

Instalações da rede de muito alta tensão

1 — A rede de MAT é constituída pelas instalações de:

a) Receção da eletricidade produzida por centros eletroprodutores a ela ligados e através das interligações;

b) Transmissão de eletricidade;

c) Entrega de eletricidade a distribuidores;

d) Entrega de eletricidade a clientes finais abastecidos em MAT.

2 — Podem ser exploradas pela concessionária da RNT as linhas de AT e as instalações de receção em AT da eletricidade produzida em centros eletroprodutores a ela ligados.

3 — As instalações referidas no n.º 1 integram os bens a elas afetos, devendo os limites das instalações que se ligam à RNT ser especificados nos documentos que aprovam o respetivo projeto, nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

BASE IX

Interligações da rede nacional de transporte de eletricidade

As interligações da RNT são constituídas pelas linhas de MAT que estabelecem as ligações na rede interligada.

BASE X

Instalações do despacho nacional

1 — O despacho nacional é constituído pelas instalações especificamente destinadas à realização do despacho de:

a) Centros eletroprodutores, instalações de armazenamento e UPAC;

b) Instalações da rede de MAT;

c) Interligações;

d) Instalações de consumo.

2 — As instalações do despacho nacional incluem ainda os equipamentos e as instalações de telesserviço e de telecomunicações.

BASE XI

Inventário do património

1 — A concessionária deve elaborar um inventário do património afeto à concessão, que mantém atualizado e à disposição do concedente.

2 — No inventário a que se refere o número anterior mencionam-se os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 — Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários às atividades concedidas são abatidos ao inventário da concessão, nos termos previstos no contrato de concessão.

BASE XII

Manutenção dos bens e meios afetos à concessão

A concessionária deve, durante o prazo de vigência da concessão, manter, a expensas suas, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança os bens e os meios a ela afetos, efetuando para tanto as reparações, renovações e adaptações necessárias ao bom desempenho do serviço concedido.

BASE XIII

Propriedade ou posse dos bens

1 — A concessionária detém a propriedade ou posse dos bens que integram a concessão até à extinção desta.

2 — Exclui-se do número anterior a posse dos sítios dos centros eletroprodutores, quando, nos termos da legislação aplicável, tenha sido transmitida para os respetivos produtores.

3 — Com a extinção da concessão, os bens a ela afetos revertem para o Estado nos termos previstos nas presentes bases.

BASE XIV

Objeto social, sede e ações da sociedade

1 — A concessionária deve ter como objeto social principal, ao longo de todo o período de duração da concessão, o exercício das atividades integradas no objeto da concessão, devendo manter ao longo do mesmo período a sua sede em Portugal e a forma de sociedade anónima, regulada pela lei portuguesa.

2 — O objeto social da concessionária pode incluir o exercício de outras atividades para além das que integram o objeto da concessão e, bem assim, a participação no capital de outras sociedades desde que seja respeitado o disposto nas presentes bases e na legislação aplicável ao setor da eletricidade.

3 — Todas as ações representativas do capital social da concessionária são obrigatoriamente nominativas.

4 — A oneração e a transmissão de ações representativas do capital social da concessionária dependem, sob pena de nulidade, de autorização prévia do membro do Governo responsável pela área da energia, a qual não pode ser infundadamente recusada e se considera tacitamente concedida se não for recusada, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

5 — Excetua-se do disposto no número anterior a oneração de ações efetuada em benefício das entidades financiadoras da atividade que integra o objeto da concessão e no âmbito dos contratos de financiamento que venham a ser celebrados pela concessionária para o efeito, desde que as entidades financiadoras assumam, nos referidos contratos, a obrigação de obter a autorização prévia do concedente em caso de execução das garantias de que resulte a transmissão a terceiros das ações oneradas.

6 — A oneração de ações referida no número anterior é comunicada ao concedente no prazo de 30 dias a contar da data da constituição da mesma, devendo ser enviada ao concedente cópia autenticada do documento que formaliza a oneração, bem como informação detalhada sobre quaisquer outros termos e condições que sejam estabelecidos.

BASE XV

Deliberações e acordos entre acionistas

1 — Sem prejuízo de outras limitações previstas nas presentes bases e no contrato de concessão, ficam sujeitas a autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, as deliberações relativas à alteração do objeto social e à transformação, fusão, cisão ou dissolução da sociedade concessionária.

2 — Os acordos parassociais celebrados entre os acionistas da concessionária, bem como as respetivas alterações, devem ser objeto de aprovação prévia pelo concedente, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — As autorizações e aprovações previstas na presente base não podem ser infundadamente recusadas e consideram-se tacitamente concedidas se não forem recusadas, por escrito, no prazo de 60 dias a contar a partir da data da respetiva solicitação.

BASE XVI

Financiamento

1 — A concessionária é responsável pela obtenção do financiamento necessário ao desenvolvimento do objeto da concessão, por forma a cumprir cabal e atempadamente todas as obrigações que assume no contrato de concessão.

2 — Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve manter no final de cada ano um rácio de autonomia financeira superior a 20 %.

CAPÍTULO III

Obrigações, responsabilidades e fiscalização da concessionária

BASE XVII

Obrigações da concessionária

1 — A concessionária está obrigada ao cumprimento do estabelecido no presente decreto-lei, nas presentes bases, na demais legislação e em regulamentação aplicável, bem como no contrato de concessão.

2 — A concessionária deve explorar a concessão mediante o exercício das atividades estabelecidas na base II e das funções que as integram, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

3 — A concessionária obriga-se, em particular, a respeitar as disposições legais em matéria de certificação pela ERSE, nos termos e condições previstos no decreto-lei que aprova as presentes bases, nas normas que o venham a regulamentar, bem como a substituir, e a assegurar que pratica todos os atos e diligências necessários, nomeadamente prestando toda a informação e documentação relevante ou que lhe seja solicitada pelo concedente ou pela ERSE, com vista a garantir a obtenção e a manutenção da referida certificação.

4 — O não cumprimento das obrigações previstas no número anterior constitui incumprimento do contrato de concessão, incluindo para efeitos do disposto na base XXXV.

BASE XVIII

Obrigação de receção e de entrega de eletricidade

1 — A concessionária é obrigada a receber a eletricidade produzida pelos produtores ligados à RNT e a entregar a eletricidade ao distribuidor em AT e MT e aos clientes ligados à RNT nas condições esta-

belecidas no presente decreto-lei, no contrato de concessão, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 — A receção e a entrega de eletricidade, salvo caso fortuito ou de força maior, só podem ser interrompidas por razões de segurança, de interesse público, de serviço ou por facto imputável ao produtor, ao distribuidor em AT e MT ou ao cliente ligado à RNT ou por acordo com o cliente nos termos da regulamentação da ERSE.

BASE XIX

Interrupções por razões de interesse público ou de serviço

1 — A receção ou a entrega de eletricidade pode ser interrompida por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência energética declarada ao abrigo de legislação específica.

2 — A interrupção da receção ou da entrega de eletricidade por razões de serviço num determinado ponto de entrega tem lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação e reparação ou conservação da rede desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa.

3 — Na situação prevista nos números anteriores, a concessionária deve avisar com a antecedência mínima de 36 horas o distribuidor em AT e MT e os clientes ligados à RNT que possam vir a ser afetados, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja a necessidade urgente de deslastrar cargas, automática ou manualmente, para garantir a segurança do sistema elétrico.

4 — A ocorrência das situações referidas nos n.os 1 e 2 dá origem a indemnização por parte da concessionária caso esta não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

BASE XX

Interrupção por facto imputável ao distribuidor ou ao cliente

1 — A concessionária pode interromper a entrega de eletricidade ao distribuidor ou a clientes ligados à RNT que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 — A concessionária pode ainda interromper a entrega de eletricidade nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais.

BASE XXI

Interrupção da receção de eletricidade de centros eletroprodutores

A concessionária pode interromper a receção da eletricidade produzida por produtores que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

BASE XXII

Projetos

1 — Constituem obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e a expansão da rede de transporte de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento da RNT.

2 — A aprovação de quaisquer projetos pelo concedente não implica qualquer responsabilidade para este derivada de erros de conceção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

BASE XXIII

Normas gerais relativas ao atravessamento de terrenos públicos ou de particulares

No atravessamento de terrenos do domínio público ou de particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

BASE XXIV

Cumprimento dos regulamentos

No estabelecimento e na exploração da concessão, a concessionária deve cumprir as normas e os regulamentos aplicáveis, designadamente o Regulamento das Redes, o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, o Regulamento da Qualidade de Serviço e demais regulamentação aplicável.

BASE XXV

Informações

1 — A concessionária tem a obrigação de fornecer ao concedente, através da DGEG, todos os documentos e outros elementos de informação relativos à concessão que este entenda dever solicitar-lhe, em particular no que respeita aos obtidos no âmbito do exercício da atividade de gestão global do SEN, nos termos da base III.

2 — As informações e documentos solicitados pelo concedente devem ser fornecidos no prazo de 10 dias úteis, salvo se for por este fixado um prazo diferente, por decisão fundamentada.

3 — A não prestação ou a prestação de informações falsas, inexatas ou incompletas, em resposta ao pedido do concedente, no prazo por este fixado, constitui incumprimento do contrato de concessão, designadamente para efeitos da base XXXV.

4 — A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à ERSE a informação prevista na lei aplicável.

BASE XXVI

Supervisão, acompanhamento e fiscalização

1 — Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, designadamente à ERSE, cabe à DGEG o exercício dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, nomeadamente no que se refere ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis e do contrato de concessão.

2 — Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve prestar todas as informações e facultar todos os documentos que lhe forem solicitados, bem como permitir o livre acesso das entidades fiscalizadoras a quaisquer instalações.

3 — Para efeitos do disposto no n.º 1 e sempre que exista motivo atendível, o concedente pode, nomeadamente:

a) Inquirir os representantes legais e quaisquer colaboradores da concessionária, bem como solicitar-lhes os documentos e outros elementos de informação que entenda necessários ou convenientes;

b) Aceder livremente às instalações da concessionária e proceder à busca, exame, tratamento e recolha de cópias ou extratos dos documentos e outras informações na posse da concessionária que julgue necessários ou convenientes, incluindo através dos respetivos sistemas de informação;

c) Requerer à concessionária a realização dos estudos, testes ou simulações, incluindo com recurso aos respetivos sistemas de informação, que se enquadrem no exercício das funções da concessionária, bem como acompanhar e participar ativamente na sua preparação e realização, designadamente no âmbito da definição dos princípios de base da política energética;

d) Emitir ordens, determinações, diretivas ou instruções, no âmbito dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização.

4 — O concedente pode recorrer a entidades terceiras devidamente qualificadas para a prestação de assistência técnica que repute conveniente no âmbito do exercício das funções de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, as quais gozam dos poderes referidos no número anterior após comunicação à concessionária para o efeito.

BASE XXVII

Auditoria

O operador da rede de transporte fica sujeito a auditoria da DGEG e da ERSE, em função das suas competências.

BASE XXVIII

Responsabilidade civil

1 — Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

2 — A concessionária fica obrigada à contratação de um seguro de responsabilidade civil nos termos previstos no artigo 98.º do presente decreto-lei, para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros emergentes de facto ocorrido ao abrigo do disposto no número anterior, atualizável anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P.

3 — O capital seguro pode ser revisto em função de alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco.

4 — A concessionária deve apresentar na DGEG os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

BASE XXIX

Medidas de proteção

1 — Quando se verifique uma situação de emergência que ponha em risco a segurança de pessoas e bens, deve a concessionária promover todas as medidas que entender necessárias para repor as adequadas condições de segurança.

2 — Em situações graves, a concessionária deve, de imediato, comunicar a situação e as medidas tomadas às entidades competentes, nomeadamente à DGEG, à câmara municipal e à autoridade policial da zona afetada, bem como, se for caso disso, à Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil.

CAPÍTULO IV

Direitos da concessionária

BASE XXX

Utilização do domínio público

1 — No estabelecimento de instalações da rede de transporte ou de outras infraestruturas integrantes da concessão, a concessionária tem o direito de utilizar os bens do Estado e das autarquias locais, incluindo os do domínio público, nos termos da lei.

2 — A faculdade de utilização dos bens referidos no número anterior resulta da aprovação dos respetivos projetos ou de despacho ministerial, sem prejuízo da formalização da respetiva cedência nos termos da lei.

BASE XXXI

Expropriações e servidões

A concessionária só pode solicitar a expropriação ou a constituição de servidões após a aprovação pelo diretor-geral da DGEG dos projetos ou anteprojetos das infraestruturas ou instalações da rede de transporte, nos termos da legislação aplicável, cabendo à concessionária o pagamento das indemnizações a que derem lugar.

BASE XXXII

Remuneração

1 — Pela exploração da concessão é assegurada à concessionária uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o seu equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

2 — A concessionária é responsável, nos termos das presentes bases e do contrato de concessão, por todos os riscos inerentes à concessão, sem prejuízo do disposto na legislação aplicável.

CAPÍTULO V

Garantias do cumprimento do contrato de concessão

BASE XXXIII

Caução

1 — Para a garantia do cumprimento dos deveres emergentes do contrato de concessão, a concessionária deve, se o membro do Governo responsável pela área da energia assim o determinar, prestar uma caução até ao valor de € 50 000 000.

2 — Nos casos em que a concessionária não tenha efetuado pagamento nem tenha contestado as multas aplicadas por incumprimento das obrigações contratuais, pode ser determinado o recurso àquela caução, sem dependência de decisão judicial, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — A eventual diminuição da caução, por força de levantamentos que dela sejam feitos nos termos do número anterior, implica, para a concessionária, a obrigação de proceder à sua reconstituição no prazo de um mês contado a partir da data de utilização.

4 — A caução só pode ser levantada um ano após a data da extinção do contrato de concessão ou, por acordo com o concedente, após a extinção da concessão, mas antes do decurso daquele prazo.

5 — A caução pode ser prestada por depósito em dinheiro, por garantia bancária autónoma cujo texto deve ser previamente aprovado pela DGEG ou por qualquer outra forma prevista na lei.

6 — A obrigação de prestação da caução não é exigível à concessionária enquanto esta for detida ou se encontre no controlo efetivo do Estado.

BASE XXXIV

Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 — Por violação do contrato de concessão, a concessionária incorre em responsabilidade perante o concedente.

2 — A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso fortuito ou de força maior, ficando a seu cargo apresentar prova da ocorrência.

3 — Consideram-se unicamente casos de força maior os acontecimentos imprevisíveis cujos efeitos se produzam independentemente da vontade ou das circunstâncias pessoais da concessionária.

4 — Constituem, nomeadamente, casos de força maior atos de guerra, hostilidades ou invasão, terrorismo, epidemias, radiações atómicas, graves inundações, raios, ciclones, tremores de terra e outros cataclismos naturais que afetem a atividade objeto da concessão.

5 — A ocorrência de um caso de força maior tem por efeito exonerar a concessionária da responsabilidade pelo não cumprimento das obrigações emergentes do contrato de concessão que sejam afetadas pela ocorrência do mesmo, na estrita medida em que o respetivo cumprimento pontual e atempado tenha sido efetivamente impedido ou, salvo no que respeita à segurança das populações, se torne excessivamente oneroso.

6 — A concessionária fica obrigada a comunicar ao concedente a ocorrência de qualquer evento qualificável como caso de força maior, bem como a indicar, no mais curto prazo possível, quais as obrigações emergentes do contrato de concessão cujo cumprimento, no seu entender, se encontra impedido ou dificultado por força de tal ocorrência e, bem assim, se for o caso, as medidas que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida, a fim de mitigar o impacte do referido evento e os respetivos custos.

7 — Na situação prevista no número anterior, a concessionária deve tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas.

8 — Enquanto a retoma normal das obrigações suspensas não for possível, subsistem as obrigações da concessionária na medida em que a sua execução seja materialmente possível.

9 — A concessionária deve mitigar, por qualquer meio razoável e apropriado ao seu dispor, os efeitos da verificação de um caso de força maior.

BASE XXXV

Multas contratuais

1 — Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o incumprimento pela concessionária das obrigações assumidas no âmbito do contrato de concessão pode ser sancionado, por decisão do concedente, pela aplicação de multas contratuais, cujo montante varia até € 10 000 000, em função da gravidade da infração cometida, do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que a concessionária tenha empreendido na superação das consequências.

2 — Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o não cumprimento do disposto nas bases XXV e XXVI sujeita ainda a concessionária às seguintes sanções:

a) Ao pagamento de multa até ao montante de € 5 000 000, variando o respetivo montante em função da relevância dos documentos ou informações para o funcionamento do SEN, do caráter reiterado ou ocasional do incumprimento, do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que a concessionária tenha empreendido na superação de consequências;

b) Em alternativa e quando tal se justifique, a uma sanção pecuniária compulsória, num montante que não exceda 5 % do montante máximo da multa que seria aplicável nos termos da alínea anterior, por dia de atraso, a contar da data fixada na decisão do concedente que determinou a prestação das informações, até ao montante máximo global de € 5 000 000.

3 — A aplicação de multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias depende de notificação prévia da concessionária pelo concedente para reparar o incumprimento e do não cumprimento, pela concessionária, do prazo de reparação fixado nessa notificação nos termos do número seguinte, ou da não reparação integral da falta no mesmo prazo.

4 — O prazo de reparação do incumprimento é fixado pelo concedente de acordo com critérios de razoabilidade e deve ter sempre em atenção a defesa do interesse público e a manutenção em funcionamento da concessão.

5 — A concessionária pode, no prazo fixado na notificação a que se refere o n.º 3, e em momento anterior ao da aplicação de quaisquer multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias, exercer por escrito o seu direito de defesa.

6 — É da competência do diretor-geral da DGEG a aplicação das multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias.

7 — Caso a concessionária não proceda ao pagamento voluntário das multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias que lhe forem aplicadas no prazo de 20 dias a contar da sua fixação e notificação pelo concedente, este pode utilizar a caução para pagamento das mesmas.

8 — O valor máximo das multas estabelecido nas presentes bases é automaticamente atualizado em janeiro de cada ano, de acordo com o índice de preços ao consumidor no continente, excluindo habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P., referente ao ano anterior.

9 — A aplicação de multas ou sanções pecuniárias compulsórias não prejudica a aplicação de outras sanções contratuais nem isenta a concessionária de responsabilidade civil, criminal e contraordenacional em que incorrer perante o concedente ou terceiro.

BASE XXXVI

Sequestro

1 — O concedente, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, pode tomar conta da concessão quando se verifiquem graves deficiências na respetiva organização e funcionamento, no estado geral das instalações e dos equipamentos, ou no cumprimento das suas obrigações enquanto gestor global do SEN, que sejam suscetíveis de comprometer a regularidade ou qualidade do serviço ou a segurança do abastecimento do SEN.

2 — Verificado o sequestro, a concessionária suporta os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

3 — Logo que cessem as razões do sequestro e o concedente o julgar oportuno, é a concessionária notificada para retomar, na data que lhe for fixada, o normal exercício da concessão.

4 — Se a concessionária não quiser ou não puder retomar esse exercício, pode o membro do Governo responsável pela área da energia determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

5 — No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode o membro do Governo responsável pela área da energia ordenar novo sequestro ou determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

CAPÍTULO VI

Alteração e extinção do contrato de concessão

BASE XXXVII

Alteração do contrato de concessão

1 — As cláusulas do contrato de concessão podem ser alteradas por mútuo acordo desde que a alteração não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases.

2 — Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e da qualidade do serviço público ou por alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia, o concedente reserva-se o direito de alterar as condições da sua exploração.

3 — Quando, por efeito do número anterior, se alterem significativamente as condições de exploração, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio contratual desde que a concessionária, neste último caso, faça a prova de não poder prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão financeira e a prova seja aceite pelo concedente.

BASE XXXVIII

Extinção da concessão

1 — A concessão extingue-se por acordo entre o Estado e a concessionária, por resolução, por resgate e por decurso do prazo.

2 — A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afetos, nos termos das presentes bases.

3 — Da transmissão prevista no número anterior excluem-se, além dos bens e meios não afetos à concessão, os fundos consignados à garantia ou à cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se decorrido um ano sobre a extinção da concessão não houver declaração em contrário pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 — A tomada de posse da concessão pelo Estado é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam,* realizada pela DGEG, a que assistem representantes da concessionária.

BASE XXXIX

Resolução do contrato por incumprimento

1 — O concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, pode resolver o contrato de concessão no caso de violação grave, não sanada ou não sanável, das obrigações contratuais da concessionária e, nomeadamente, mediante a verificação dos seguintes factos ou situações:

a) Desvio do objeto da concessão;

b) Suspensão da atividade objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, repetida desobediência às determinações, ordens, diretivas ou instruções do concedente nos termos do contrato de concessão, nomeadamente no que respeita ao fornecimento de informações e documentos solicitados pelo concedente, ou sistemática inobservância das leis e regulamentos aplicáveis à exploração da concessão, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder às adequadas conservação e reparação das infraestruturas ou ainda à necessária ampliação da rede;

e) Cobrança dolosa de preços com valor superior aos fixados;

f) Falência da concessionária;

g) Transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada;

h) Violação grave das cláusulas do contrato;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

2 — Não constituem causas de resolução os factos ocorridos por motivos de força maior.

3 — A resolução do contrato de concessão pelo concedente ao abrigo do disposto no n.º 1 implica a transmissão de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente sem qualquer indemnização e, bem assim, a perda da caução prestada em garantia do pontual e integral cumprimento do contrato, sem prejuízo do direito de o concedente ser indemnizado pelos prejuízos sofridos, nos termos gerais de direito.

4 — Verificando-se um dos casos de incumprimento referidos no número anterior ou qualquer outro que, nos termos do disposto no n.º 1, possa motivar a resolução da concessão, o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, deve notificar a concessionária para, no prazo que razoavelmente lhe seja fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências dos seus atos, exceto tratando-se de uma violação não sanável.

5 — Caso a concessionária não cumpra as suas obrigações ou não corrija ou repare as consequências do incumprimento nos termos determinados pelo concedente, este pode resolver o contrato de concessão mediante comunicação enviada à concessionária, por carta registada com aviso de receção, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

6 — A comunicação da decisão de resolução referida no número anterior produz efeitos imediatos, independentemente de qualquer outra formalidade.

7 — A concessionária pode resolver o contrato de concessão com fundamento em incumprimento grave das obrigações do concedente se daí resultarem perturbações que ponham em causa o exercício da atividade concedida.

8 — A resolução prevista no número anterior implica a transmissão de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente, sem prejuízo do direito da concessionária de ser ressarcida dos prejuízos que lhe foram causados, incluindo o valor dos investimentos efetuados e lucros cessantes calculados nos termos previstos para o resgate na base seguinte.

9 — A concessionária não pode resolver o contrato de concessão com fundamento na alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia.

10 — A resolução do contrato de concessão produz os seus efeitos desde a data da sua comunicação à outra parte por carta registada com aviso de receção.

BASE XL

Resgate da concessão

1 — O Estado pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam 10 anos sobre a data do início do respetivo prazo.

2 — O resgate da concessão processa-se mediante carta registada com aviso de receção com, pelo menos, um ano de antecedência em relação à data da efetivação do resgate.

3 — Decorrido o período de aviso de resgate, o Estado assume todos os bens e meios que estejam afetos à concessão à data desse aviso e ainda aqueles que tenham sido adquiridos pela concessionária durante o período de aviso, desde que tenham sido autorizados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 — A assunção de obrigações por parte do Estado é feita sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

5 — Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização determinada por uma terceira entidade escolhida por acordo entre o concedente e a concessionária, devendo a fixação do montante da indemnização atender ao valor contabilístico, à data do resgate, dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos e ao valor de eventuais lucros cessantes.

6 — O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

7 — Para os efeitos do cálculo da indemnização prevista na presente base, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiências da concessionária na sua manutenção ou reparação é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

BASE XLI

Extinção da concessão por decurso do prazo

1 — A concessão extingue-se pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o Estado nos termos das presentes bases.

2 — Cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, o Estado paga à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por ela adquiridos com referência ao último balanço aprovado, nos termos dos n.os 6 e 7 da base anterior.

BASE XLII

Procedimento para termo da concessão

1 — O Estado reserva-se o direito de tomar nos últimos dois anos do prazo da concessão as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva das atividades exercidas pela concessionária que cessa o seu contrato para uma nova entidade encarregada da gestão do serviço.

2 — Se no termo da concessão o Estado não tiver ainda renovado o respetivo contrato ou não tiver decidido quanto ao novo modo ou à entidade encarregada da gestão do serviço, pode, se assim o desejar, acordar a continuação do contrato de concessão com a concessionária, até ao limite máximo de um ano, mediante arrendamento, prestação de serviços ou qualquer outro negócio jurídico.

3 — Em caso de extinção da concessão, transferem-se para o concedente os direitos detidos pela concessionária sobre terceiros que se revelem necessários para a continuidade da prestação do serviço concedido e, em geral, à tomada de medidas tendentes a evitar a interrupção da prestação do serviço público concessionado.

BASE XLIII

Transmissão e oneração da concessão e dos respetivos bens

1 — Sob pena de nulidade e ineficácia dos respetivos atos ou contratos, a concessionária não pode, sem prévia autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, transmitir, subconceder ou onerar, por qualquer forma, a concessão e, bem assim, os direitos e os bens, móveis e imóveis, afetos à mesma.

2 — É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações que resulte na constituição ou modificação de uma relação de domínio sobre a concessionária, conforme definido no artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários.

3 — Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto nos números anteriores são nulos e ineficazes, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 — O produto da venda dos bens ou direitos da concessão transmitidos reverte a favor da mesma sempre que tiverem sido adquiridos ou custeados através da atribuição de quaisquer incentivos ou se tiverem sido remunerados através de tarifas reguladas.

5 — No caso de subconcessão, total ou parcial, quando autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

6 — Se à data da extinção da concessão se mantiverem ónus ou encargos respeitantes aos contratos de aquisição de bens das respetivas infraestruturas, o Estado assumi-los-á desde que o membro do Governo responsável pela área da energia haja autorizado a sua contratação pela concessionária e não se trate de obrigações já vencidas e não cumpridas.

CAPÍTULO VII

Composição de litígios

BASE XLIV

Litígios entre o concedente e a concessionária

O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à solução legal ou segundo a equidade, conforme nelas se determinar, de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão.

BASE XLV

Litígios entre a concessionária e os utilizadores da rede de transporte

1 — A concessionária, os produtores, os distribuidores, os comercializadores e os agregadores de eletricidade, bem como outras entidades que se encontrem ligadas à RNT, podem celebrar convenções de arbitragem para solução dos litígios emergentes dos respetivos contratos ou aderir a processos de arbitragem.

2 — Os atos da concessionária praticados por via administrativa, nos casos em que a lei, os regulamentos ou o contrato de concessão lhe confiram essa prerrogativa, são sempre imputáveis, para o efeito de recurso contencioso, ao respetivo conselho de administração.

3 — A responsabilidade contratual ou extracontratual da concessionária por atos de gestão privada ou de gestão pública efetiva-se nos termos e pelos meios previstos na lei.

BASE XLVI

Disposição transitória

A Rede Elétrica Nacional, S. A., enquanto titular da concessão da RNT, fica autorizada a transmitir para os produtores os terrenos que constituem os sítios dos centros eletroprodutores vinculados, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de setembro, e na Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, na sua redação atual, com exceção dos que integram o domínio público hídrico.

ANEXO III

(a que se refere o n.º 3 do artigo 110.º)

Bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão

CAPÍTULO I

Disposições e princípios gerais

BASE I

Objeto da concessão

1 — A concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da rede nacional de distribuição de eletricidade (RND) em alta tensão (AT) e média tensão (MT) em regime de serviço público, em exclusivo.

2 — Mediante autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, solicitada caso a caso, a concessionária pode exercer outras atividades com fundamento no proveito daí resultante para o interesse da concessão.

BASE II

Âmbito da concessão

1 — A concessão da RND abrange a exploração das infraestruturas das redes de distribuição de eletricidade em AT e MT, compreendendo o exercício das seguintes atividades:

a) Distribuição de eletricidade;

b) Venda de acessos de energia a comercializadores e agregadores.

2 — As atividades previstas no número anterior e as funções que as integram são exercidas nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

3 — A área da concessão abrange todo o território do continente.

BASE III

Prazo da concessão

1 — A concessão tem a duração de 30 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 — A concessão pode ser renovada se o interesse público o justificar.

3 — A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária, pelo concedente, através da DGEG, com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

4 — O disposto no número anterior não impede que o concedente e a concessionária acordem, até ao termo do respetivo prazo, na renovação da concessão.

BASE IV

Serviço público

1 — A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 — No âmbito da concessão, a concessionária deve desempenhar as atividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adotar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no setor elétrico.

3 — A concessão é atribuída mediante contrato de concessão, no qual outorga o membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado.

BASE V

Princípios aplicáveis às relações com a concessionária da rede nacional de transporte de eletricidade, produtores, distribuidores em baixa tensão, comercializadores, agregadores e outros utilizadores das redes

1 — A concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os produtores, distribuidores em BT, comercializadores, agregadores, 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.

2 — A concessionária deve manter um registo das queixas que lhe tenham sido apresentadas pelas entidades referidas no número anterior.

CAPÍTULO II

Bens e meios afetos à concessão

BASE VI

Bens da concessão

1 — Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem a rede de MT e AT e as interligações, designadamente:

a) Linhas, subestações, postos de corte e postos de seccionamento;

b) Instalações afetas ao despacho e à condução da rede de distribuição, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento;

c) Instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas à distribuição.

2 — Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;

b) Outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão.

3 — As relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de receção e de entrega de eletricidade, bem como os direitos de distribuição através de redes situadas no exterior da área da concessão.

BASE VII

Instalações da rede de média e alta tensão

1 — A rede de MT e AT é constituída pelas instalações de:

a) Receção da eletricidade produzida por centros eletroprodutores a ela ligados, da RNT e através das interligações;

b) Transmissão de eletricidade;

c) Entrega de eletricidade a distribuidores em baixa tensão (BT), incluindo os equipamentos de controlo e medição;

d) Entrega de eletricidade a clientes finais abastecidos em AT e MT, incluindo os equipamentos de controlo e medição.

2 — As instalações referidas no número anterior integram os bens a elas afetos, devendo os limites das instalações que se ligam à RND ser especificados nos documentos que aprovam o respetivo projeto, nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

BASE VIII

Interligações da rede nacional de distribuição de eletricidade

As interligações da RND são constituídas pelas linhas de AT e MT que estabelecem as ligações na rede interligada.

BASE IX

Inventário do património

1 — A concessionária deve elaborar um inventário do património afeto à concessão, que mantém atualizado e à disposição do concedente.

2 — No inventário a que se refere o número anterior mencionam-se os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 — Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários às atividades concedidas são abatidos ao inventário da concessão, nos termos previstos no contrato de concessão.

BASE X

Manutenção dos bens e meios afetos à concessão

A concessionária deve, durante o prazo de vigência da concessão, manter, a expensas suas, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança os bens e meios a ela afetos, efetuando para tanto as reparações, renovações e adaptações necessárias ao bom desempenho do serviço concedido.

BASE XI

Propriedade ou posse dos bens

1 — A concessionária detém a propriedade ou posse dos bens que integram a concessão até à extinção desta.

2 — Com a extinção da concessão, os bens a ela afetos revertem para o Estado nos termos previstos nas presentes bases.

CAPÍTULO III

Obrigações, responsabilidades e fiscalização da concessionária

BASE XII

Obrigações da concessionária

1 — A concessionária está obrigada ao cumprimento do estabelecido no presente decreto-lei, nas presentes bases, na demais legislação e em regulamentação aplicável, bem como no contrato de concessão.

2 — A concessionária deve explorar a concessão mediante o exercício das atividades estabelecidas na base ii e das funções que as integram, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento das Redes e na demais regulamentação aplicável.

BASE XIII

Obrigação de receção e de entrega de eletricidade

1 — A concessionária é obrigada a receber a eletricidade produzida pelos produtores ligados à RND, a receber eletricidade proveniente das redes de distribuição em BT e a entregar eletricidade aos distribuidores em BT e aos clientes ligados à RND nas condições estabelecidas no presente decreto-lei, no contrato de concessão, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Qualidade de Serviço, no Regulamento das Redes e na demais regulamentação.

2 — A receção e a entrega de eletricidade, salvo caso fortuito ou de força maior, só podem ser interrompidas por razões de interesse público ou de serviço ou por facto imputável ao produtor ligado à RND, à RNT, ao distribuidor em BT ou ao cliente ligado à RND.

BASE XIV

Interrupções por razões de interesse público ou de serviço

1 — A receção ou a entrega de eletricidade pode ser interrompida por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência energética declarada ao abrigo de legislação específica.

2 — A interrupção da receção ou da entrega de eletricidade por razões de serviço num determinado ponto de entrega tem lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa.

3 — Na ocorrência do disposto nos números anteriores, a concessionária deve avisar com a antecedência mínima de 36 horas o distribuidor em BT e os clientes ligados à RND que possam vir a ser afetados, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja necessidade urgente de deslastrar cargas, automática ou manualmente, para garantir a segurança do sistema elétrico.

4 — A ocorrência das situações referidas nos n.os 1 e 2 dá origem a indemnização por parte da concessionária, caso esta não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

BASE XV

Interrupção por facto imputável ao distribuidor ou ao cliente

1 — A concessionária pode interromper a entrega de eletricidade ao distribuidor ou a clientes ligados à RND que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 — A concessionária pode ainda interromper a entrega de eletricidade nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais.

BASE XVI

Interrupção da receção de centros eletroprodutores, instalações de armazenamento ou UPAC

A concessionária pode interromper a receção da eletricidade produzida por centros eletroprodutores, instalações de armazenamento ou UPAC que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

BASE XVII

Projetos

1 — Constituem obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento.

2 — A aprovação de quaisquer projetos pelo concedente não implica qualquer responsabilidade para este derivada de erros de conceção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

3 — A aprovação dos projetos é feita através do processo de licenciamento previsto no Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

4 — O planeamento das redes de distribuição em AT e MT processa-se nos termos estabelecidos na legislação aplicável e no Regulamento de Operação das Redes.

BASE XVIII

Normas gerais relativas ao atravessamento de terrenos públicos ou de particulares

No atravessamento de terrenos do domínio público ou de particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

BASE XIX

Cumprimento dos regulamentos

No estabelecimento e na exploração da concessão, a concessionária deve cumprir as normas e os regulamentos aplicáveis, designadamente o Regulamento das Redes, o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, o Regulamento da Qualidade de Serviço e a demais regulamentação aplicável.

BASE XX

Informações

1 — A concessionária tem a obrigação de fornecer ao concedente, através da DGEG, todos os elementos relativos à concessão que esta entenda dever solicitar-lhe.

2 — A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à ERSE a informação prevista no decreto-lei que integra as presentes bases e nos regulamentos nelas previstos.

BASE XXI

Fiscalização

1 — Sem prejuízo dos poderes cometidos a outras entidades, nomeadamente à ERSE, cabe à DGEG a fiscalização da concessão, nomeadamente do cumprimento das disposições legais e do contrato de concessão.

2 — Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve prestar todas as informações e facultar todos os documentos que lhe forem solicitados, bem como permitir o livre acesso das entidades fiscalizadoras a quaisquer instalações.

BASE XXII

Auditoria

O ORD fica sujeito a auditoria da DGEG e da ERSE, em função das suas competências.

BASE XXIII

Responsabilidade civil

1 — Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

2 — A concessionária fica obrigada à contratação de um seguro de responsabilidade civil para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros emergentes de facto ocorrido ao abrigo do número anterior, nos termos previstos no artigo 98.º do presente decreto-lei, atualizável anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P.

3 — O capital seguro pode ser revisto em função de alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco.

4 — A concessionária deve apresentar na DGEG os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

BASE XXIV

Medidas de proteção

1 — Quando se verifique uma situação de emergência que ponha em risco a segurança de pessoas e bens, deve a concessionária promover todas as medidas que entender necessárias para repor as adequadas condições de segurança.

2 — Em situações graves, a concessionária deve, de imediato, comunicar a situação e as medidas tomadas às entidades competentes, nomeadamente à DGEG, à câmara municipal e à autoridade policial da zona afetada, bem como, se for caso disso, à Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil.

CAPÍTULO IV

Direitos da concessionária

BASE XXV

Utilização do domínio público

1 — No estabelecimento de instalações da rede de distribuição ou de outras infraestruturas integrantes da concessão, a concessionária tem o direito de utilizar os bens do Estado e das autarquias locais, incluindo os do domínio público, nos termos da lei.

2 — A faculdade de utilização dos bens referidos no número anterior resulta da aprovação dos respetivos projetos ou de despacho ministerial, sem prejuízo da formalização da respetiva cedência nos termos da lei.

BASE XXVI

Expropriações e servidões

A concessionária só pode solicitar a expropriação ou a constituição de servidões após a aprovação pela entidade licenciadora competente dos projetos ou anteprojetos das infraestruturas ou instalações da rede de distribuição, nos termos da legislação aplicável, cabendo à concessionária o pagamento das indemnizações a que derem lugar.

BASE XXVII

Remuneração

Pela exploração da concessão é assegurada à concessionária uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o seu equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

CAPÍTULO V

Garantias do cumprimento do contrato de concessão

BASE XXVIII

Caução

1 — Para a garantia do cumprimento dos deveres emergentes do contrato de concessão, a concessionária deve, se o membro do Governo responsável pela área da energia assim o determinar, prestar uma caução no valor até € 25 000 000.

2 — Nos casos em que a concessionária não tenha pago e não tenha contestado as multas aplicadas por incumprimento das obrigações contratuais, pode ser determinado o recurso àquela caução, sem dependência de decisão judicial, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — A eventual diminuição da caução, por força de levantamentos que dela sejam feitos nos termos do número anterior, implica, para a concessionária, a obrigação de proceder à sua reconstituição no prazo de um mês contado a partir da data de utilização.

4 — A caução só pode ser levantada um ano após a data da extinção do contrato de concessão ou, por acordo com o concedente, após a extinção da concessão, mas antes do decurso daquele prazo.

5 — A caução pode ser prestada por depósito em dinheiro, por garantia bancária autónoma cujo texto deve ser previamente aprovado pela DGEG ou por qualquer outra forma prevista na lei.

BASE XXIX

Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 — Por violação do contrato de concessão, a concessionária incorre em responsabilidade perante o concedente.

2 — A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso fortuito ou de força maior, ficando a seu cargo apresentar prova da ocorrência.

3 — A concessionária deve informar a DGEG o mais rapidamente possível da ocorrência de qualquer facto previsto no número anterior, por qualquer meio de comunicação adequado, devendo confirmar por carta na qual indique as medidas essenciais que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida.

4 — Na situação prevista no número anterior, a concessionária deve tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas.

BASE XXX

Multas contratuais

1 — Pelo incumprimento de obrigações assumidas no âmbito do contrato de concessão, pode a concessionária ser punida com multa até € 10 000 000, variando o respetivo montante em função do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que tenha posto na superação das consequências.

2 — A aplicação das multas previstas no número anterior é da competência do diretor-geral da DGEG.

3 — As multas que não forem pagas voluntariamente ou cuja reclamação não tenha sido atendida podem, decorridos 30 dias sobre a respetiva notificação, ser levantadas da caução a que se refere a base XVIII desde que o levantamento seja precedido de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta do diretor-geral da DGEG.

4 — O pagamento das multas não isenta a concessionária da responsabilidade civil, criminal ou contraordenacional em que incorrer.

BASE XXXI

Sequestro

1 — O concedente, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, pode tomar conta da concessão quando se verificarem graves deficiências na respetiva organização e no funcionamento ou no estado geral das instalações e dos equipamentos que sejam suscetíveis de comprometer a regularidade ou qualidade do serviço.

2 — Verificado o sequestro, a concessionária suporta os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

3 — Logo que cessem as razões do sequestro e o concedente o julgar oportuno, é a concessionária notificada para retomar, na data que lhe for fixada, o normal exercício da concessão.

4 — Se a concessionária não quiser ou não puder retomar esse exercício, pode o membro do Governo responsável pela área da energia determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

5 — No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode o membro do Governo responsável pela área da energia ordenar novo sequestro ou determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

CAPÍTULO VI

Alteração e extinção do contrato de concessão

BASE XXXII

Alteração do contrato de concessão

1 — As cláusulas do contrato de concessão podem ser alteradas por mútuo acordo desde que a alteração não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases.

2 — Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, continuidade e qualidade do serviço público ou por alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia, o concedente reserva-se o direito de alterar as condições da sua exploração.

3 — Quando, por efeito do número anterior, se alterem significativamente as condições de exploração, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio contratual desde que a concessionária, neste último caso, faça prova de não poder prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão financeira e a prova seja aceite pelo concedente.

BASE XXXIII

Extinção da concessão

1 — A concessão extingue-se por acordo entre o Estado e a concessionária, por resolução, por resgate e por decurso do prazo.

2 — A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado, consoante os casos, dos bens e meios a ela afetos, nos termos das presentes bases.

3 — Da transmissão prevista no número anterior excluem-se, além dos bens e meios não afetos à concessão, os fundos consignados à garantia ou à cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se decorrido um ano sobre a extinção da concessão não houver declaração em contrário pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 — A tomada de posse da concessão pelo Estado é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam,* realizada pela DGEG, a que assistem representantes da concessionária.

BASE XXXIV

Resolução do contrato por incumprimento

1 — O concedente, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, pode resolver o contrato quando ocorra qualquer dos seguintes factos:

a) Desvio do objeto da concessão;

b) Suspensão da atividade objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da fiscalização, repetida desobediência às determinações do concedente ou sistemática inobservância das leis e dos regulamentos aplicáveis à exploração, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder às adequadas conservação e reparação das infraestruturas ou ainda à necessária ampliação da rede;

e) Cobrança dolosa de preços com valor superior aos fixados;

f) Falência da concessionária;

g) Transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada;

h) Violação grave das cláusulas do contrato;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

2 — Não constituem causas de resolução os factos ocorridos por motivos de força maior, os que o concedente, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, aceite como justificados.

3 — Quando as faltas forem causadas por mera negligência e suscetíveis de correção, o concedente não rescinde o contrato de concessão sem previamente avisar a concessionária para, num prazo razoável que lhe for fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências da sua negligência.

4 — No caso de pretender resolver o contrato, designadamente pelo facto referido na alínea f) do n.º 1, o concedente deve ainda notificar os principais credores da concessionária que sejam conhecidos para, no prazo que lhes for determinado, nunca superior a três meses, proporem uma solução que possa sobrestar à resolução, desde que o concedente com ela concorde.

5 — A concessionária não pode resolver o contrato de concessão com fundamento na alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia.

6 — A resolução do contrato de concessão produz os seus efeitos desde a data da sua comunicação à outra parte por carta registada com aviso de receção.

7 — As penalidades por resolução do contrato de concessão, bem como as eventuais indemnizações, são estabelecidas no contrato de concessão.

BASE XXXV

Resgate da concessão

1 — O Estado pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam 10 anos sobre a data de início do respetivo prazo.

2 — O resgate da concessão processa-se mediante carta registada com aviso de receção, com, pelo menos, um ano de antecedência em relação à data da efetivação do resgate.

3 — Decorrido o período de aviso de resgate, o Estado assume todos os bens e meios que estejam afetos à concessão à data desse aviso e ainda aqueles que tenham sido adquiridos pela concessionária durante o período de aviso, desde que tenham sido autorizados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 — A assunção de obrigações por parte do Estado é feita sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

5 — Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização determinada por uma terceira entidade escolhida por acordo entre o concedente e a concessionária, devendo a fixação do montante da indemnização atender ao valor contabilístico, à data do resgate, dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos, e ao valor de eventuais lucros cessantes.

6 — O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

7 — Na determinação da indemnização apenas devem ser considerados os ativos auditados e reportados pelos concessionários à ERSE, entrados em exploração nos termos da regulamentação desta entidade reguladora, designadamente o Regulamento Tarifário e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

8 — Para os efeitos do cálculo da indemnização prevista na presente base, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiências da concessionária na sua manutenção ou reparação é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

BASE XXXVI

Extinção da concessão por decurso do prazo

1 — A concessão extingue-se pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o Estado nos termos das presentes bases.

2 — Cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, o Estado paga à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por ela adquiridos com referência ao último balanço aprovado, nos termos dos n.os 6, 7 e 8 da base anterior.

BASE XXXVII

Procedimento para termo da concessão

1 — O Estado reserva-se o direito de tomar, nos últimos dois anos do prazo da concessão, as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva das atividades exercidas pela concessionária que cessa o seu contrato para uma nova entidade encarregada da gestão do serviço.

2 — Se no termo da concessão o Estado não tiver ainda renovado o respetivo contrato ou não tiver decidido quanto ao novo modo ou à entidade encarregada da gestão do serviço, pode, se assim o desejar, acordar a continuação do contrato de concessão com a concessionária, até ao limite máximo de um ano, mediante arrendamento, prestação de serviços ou qualquer outro título contratual.

BASE XXXVIII

Transmissão e oneração de concessão

1 — Sob pena de nulidade e ineficácia dos respetivos atos ou contratos, a concessionária não pode, sem prévia autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, transmitir, subconceder ou onerar, por qualquer forma, a concessão e, bem assim, os direitos e os bens, móveis e imóveis, afetos à mesma.

2 — É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações que resulte na constituição ou modificação de uma relação de domínio sobre a concessionária, conforme definido no artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários.

3 — Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto nos números anteriores são nulos e ineficazes, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 — O produto da venda dos bens ou direitos da concessão transmitidos reverte a favor da mesma sempre que tiverem sido adquiridos ou custeados através da atribuição de quaisquer incentivos ou se tiverem sido remunerados através de tarifas reguladas.

5 — No caso de subconcessão, total ou parcial, quando autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

6 — Se à data da extinção da concessão se mantiverem ónus ou encargos respeitantes aos contratos de aquisição de bens das respetivas infraestruturas, o Estado assumi-los-á desde que o membro do Governo responsável pela área da energia haja autorizado a sua contratação pela concessionária e não se trate de obrigações já vencidas e não cumpridas.

CAPÍTULO VII

Composição de litígios

BASE XXXIX

Litígios entre o concedente e a concessionária

O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à solução legal ou segundo a equidade, conforme nelas se determinar, de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão.

BASE XL

Litígios entre a concessionária e os utilizadores da rede de distribuição

1 — A concessionária, os produtores, os distribuidores em BT, os agregadores, os comercializadores de eletricidade, o gestor integrado das redes de distribuição e a concessionária da RNT, bem como outras entidades que se encontrem ligadas à RND, 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.

2 — Os atos da concessionária praticados por via administrativa, nos casos em que a lei, os regulamentos ou o contrato de concessão lhe confiram essa prerrogativa, são sempre imputáveis, para o efeito de recurso contencioso, ao respetivo conselho de administração.

3 — A responsabilidade contratual ou extracontratual da concessionária por atos de gestão privada ou de gestão pública efetiva-se nos termos e pelos meios previstos na lei.

ANEXO IV

(a que se refere o n.º 3 do artigo 115.º)

Bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão

CAPÍTULO I

Disposições e princípios gerais

BASE I

Objeto da concessão

1 — A concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da rede municipal de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) em regime de serviço público, em exclusivo.

2 — Mediante autorização da câmara municipal, solicitada caso a caso, a concessionária pode exercer outras atividades com fundamento no proveito daí resultante para o interesse da concessão.

BASE II

Âmbito da concessão

1 — A concessão da rede municipal de distribuição de eletricidade em BT integra a operação da respetiva rede e compreende a construção, a manutenção e a exploração da rede de distribuição.

2 — A área da concessão não pode ser superior à área de um município ou de um grupo de municípios agrupados nos termos da legislação em vigor.

BASE III

Prazo da concessão

1 — A concessão tem a duração máxima de 20 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 — O prazo de concessão é estabelecido nas peças do procedimento para a atribuição da respetiva concessão.

BASE IV

Serviço público

1 — A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 — No âmbito da concessão, a concessionária deve desempenhar as atividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adotar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no setor elétrico.

BASE V

Princípios aplicáveis às relações com os produtores, os agregadores, o gestor integrado da rede de distribuição, o distribuidor em alta tensão e média tensão, os comercializadores e outros utilizadores das redes

1 — A concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os diferentes intervenientes no SEN 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 expressamente aprovadas pela DGEG ou pela ERSE, em função das suas competências.

2 — A concessionária deve manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelas entidades referidas no número anterior.

BASE VI

Contrato de concessão

1 — A concessão é atribuída mediante contrato de concessão celebrado entre o município concedente, outorgado pela respetiva câmara municipal, e a entidade adjudicatária selecionada na sequência da realização de concurso público.

2 — O contrato de concessão tem por base um contrato-tipo aprovado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses, as entidades intermunicipais com competências delegadas e a ERSE.

BASE VII

Remuneração das concessões

1 — Os municípios concedentes têm direito a receber das concessionárias o pagamento de uma remuneração anual, nos termos do artigo 118.º do presente decreto-lei.

2 — À remuneração anual definida na lei podem acrescer outros valores ou bens, nos termos das peças do procedimento a que se refere o n.º 2 da base III.

CAPÍTULO II

Bens e meios afetos à concessão

BASE VIII

Bens da concessão

1 — Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem a rede de BT e as interligações, designadamente:

a) Linhas, cabos e ramais de BT;

b) Postos de transformação e instalações anexas;

c) Equipamentos de contagem e de medição, exceto os instalados nos pontos de ligação de centros eletroprodutores, instalação de armazenamento ou UPAC.

2 — Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;

b) Outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão.

3 — Integram a concessão as relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de receção e de entrega de eletricidade, bem como os direitos de distribuição através de redes situadas no exterior da área da concessão.

4 — A rede de iluminação pública pode, mediante decisão do concedente, integrar os bens da concessão.

BASE IX

Instalações da rede de baixa tensão

1 — A rede de BT é constituída pelas instalações de:

a) Receção da eletricidade produzida por utilizadores a ela ligados e da RND;

b) Distribuição de eletricidade em baixa tensão;

c) Entrega de eletricidade a clientes abastecidos em BT.

2 — As instalações referidas no número anterior integram os bens a elas afetos, devendo os limites das instalações que se ligam à rede municipal de distribuição de eletricidade em BT ser especificados nos documentos que aprovam o respetivo projeto, nos termos do Regulamento de Licenças para as Instalações Elétricas.

BASE X

Inventário do património

1 — A concessionária deve elaborar um inventário do património afeto à concessão, que mantém permanentemente atualizado e à disposição do concedente.

2 — No inventário a que se refere o número anterior devem ser mencionados os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 — Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários às atividades concedidas são abatidos ao inventário da concessão nos termos do respetivo contrato.

BASE XI

Manutenção dos bens e meios afetos à concessão

A concessionária deve, durante o prazo de vigência da concessão, manter, a expensas suas, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança os bens e meios a ela afetos, efetuando para tanto as reparações, renovações e adaptações necessárias ao bom desempenho do serviço concedido.

BASE XII

Propriedade ou posse dos bens

1 — Sem prejuízo dos bens do concedente afetos à concessão, a concessionária detém a propriedade ou posse dos bens que a integram até à extinção da concessão.

2 — Com a extinção da concessão os bens a ela afetos revertem para o município nos termos previstos nas presentes bases.

3 — Excluem-se da transmissão referida no número anterior os bens que integram o domínio do Estado.

CAPÍTULO III

Obrigações, responsabilidades e fiscalização da concessionária

BASE XIII

Obrigações da concessionária

A concessionária está obrigada ao cumprimento do estabelecido no presente decreto-lei, nas presentes bases, na demais legislação e em regulamentação aplicável, bem como no contrato de concessão.

BASE XIV

Obrigação de receção e de entrega de eletricidade

1 — A concessionária é obrigada a receber a eletricidade produzida pelos produtores e outros utilizadores e a entregar eletricidade aos clientes que, em ambos os casos, se encontrem ligados à rede concessionada, nas condições estabelecidas no presente decreto-lei, no contrato de concessão e na regulamentação aplicável.

2 — A receção e a entrega de eletricidade, salvo caso fortuito ou de força maior, só podem ser interrompidas nos termos da regulamentação aplicável.

BASE XV

Interrupções por razões de interesse público ou de serviço

1 — A receção ou a entrega de eletricidade podem ser interrompidas por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência energética declarada ao abrigo de legislação específica.

2 — A interrupção da receção ou da entrega de eletricidade por razões de serviço num determinado ponto de entrega tem lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa.

3 — Na ocorrência do disposto nos números anteriores, a concessionária deve avisar com a antecedência mínima de 36 horas os clientes ligados à rede municipal de distribuição de eletricidade em BT que possam vir a ser afetados, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja necessidade urgente de deslastrar cargas, automática ou manualmente, para garantir a segurança do sistema elétrico.

4 — A ocorrência das situações referidas nos n.os 1 e 2 dá origem a indemnização por parte da concessionária caso esta não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

BASE XVI

Interrupção por facto imputável ao distribuidor ou ao cliente

1 — A concessionária pode interromper a entrega de eletricidade a clientes ligados à rede municipal de distribuição de eletricidade em BT que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 — A concessionária pode ainda interromper a entrega de eletricidade nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais, na observância do disposto na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual.

BASE XVII

Interrupção da receção de produtores e outros utilizadores em BT

A concessionária pode interromper a receção da eletricidade produzida por produtores e outros utilizadores que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

BASE XVIII

Planos de desenvolvimento

1 — A concessionária deve elaborar o plano de desenvolvimento da rede de distribuição em BT, o qual segue o procedimento estabelecido no presente decreto-lei para o PDIRD.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, os investimentos não previstos no PDIRD em BT não são ativos a remunerar no âmbito da concessão.

3 — A concessionária deve observar, na remodelação e na expansão da rede, os prazos de execução adequados à satisfação das necessidades de comercialização de eletricidade.

BASE XIX

Projetos

1 — Constitui obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição.

2 — A aprovação de quaisquer projetos pela entidade administrativa competente não implica qualquer responsabilidade para esta derivada de erros de conceção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

3 — A aprovação dos projetos é feita através do processo de licenciamento previsto no Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

BASE XX

Normas gerais relativas ao atravessamento de terrenos públicos ou de particulares

No atravessamento de terrenos do domínio público ou de particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

BASE XXI

Cumprimento dos regulamentos

No estabelecimento e na exploração da concessão, a concessionária deve cumprir as normas e os regulamentos aplicáveis, designadamente o Regulamento das Redes, o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, o Regulamento da Qualidade de Serviço e demais regulamentação aplicável.

BASE XXII

Informações

1 — A concessionária tem a obrigação de fornecer à câmara municipal do município concedente todos os elementos relativos à concessão que esta entenda dever solicitar-lhe.

2 — A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à DGEG e à ERSE a informação prevista no decreto-lei que integra as presentes bases e nos regulamentos nelas previstos.

BASE XXIII

Fiscalização

1 — Sem prejuízo dos poderes cometidos a outras entidades, cabe à câmara municipal do município concedente ou ao órgão competente da entidade intermunicipal em cuja área territorial se integre a concessão a fiscalização da concessão, nomeadamente do cumprimento das disposições legais e do contrato de concessão.

2 — Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve prestar todas as informações e facultar todos os documentos que lhe forem solicitados, bem como permitir o livre acesso das entidades fiscalizadoras a quaisquer instalações.

BASE XXIV

Auditoria

O operador da rede de distribuição fica sujeito a auditoria da DGEG e da ERSE, bem como do concedente, em função das suas competências.

BASE XXV

Responsabilidade civil

1 — Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

2 — A concessionária fica obrigada à contratação de um seguro de responsabilidade civil para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros emergentes de facto ocorrido ao abrigo do número anterior, sendo o seu montante mínimo fixado por deliberação da câmara municipal, atualizável anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P.

3 — O capital seguro pode ser revisto em função das alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco, mediante deliberação do concedente.

4 — A concessionária deve apresentar na câmara municipal os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

BASE XXVI

Medidas de proteção

1 — Quando se verifique uma situação de emergência que ponha em risco a segurança de pessoas e bens, deve a concessionária promover todas as medidas que entender necessárias para repor as adequadas condições de segurança.

2 — Em situações graves, a concessionária deve, de imediato, comunicar a situação e as medidas tomadas às entidades competentes, nomeadamente à DGEG, à câmara municipal e à autoridade policial da zona afetada, bem como, se for caso disso, à Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil.

CAPÍTULO IV

Direitos da concessionária

BASE XXVII

Utilização do domínio público

1 — No estabelecimento de instalações da rede de distribuição ou de outras infraestruturas integrantes da concessão, a concessionária tem o direito de utilizar os bens do domínio municipal e do Estado, nos termos da lei.

2 — A faculdade de utilização dos bens referidos no número anterior resulta da aprovação dos respetivos projetos, sem prejuízo da formalização da respetiva cedência nos termos da lei.

3 — As condições de utilização dos bens do município concedente constam do respetivo contrato de concessão.

BASE XXVIII

Expropriações e servidões

A concessionária só pode solicitar a expropriação ou a constituição de servidões após a aprovação pela entidade licenciadora competente dos projetos ou anteprojetos das infraestruturas ou das instalações da rede de distribuição, nos termos da legislação aplicável, cabendo à concessionária o pagamento das indemnizações a que derem lugar.

BASE XXIX

Remuneração

Pela exploração da concessão é assegurada à concessionária uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o seu equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

CAPÍTULO V

Garantias do cumprimento do contrato de concessão

BASE XXX

Caução

1 — Para a garantia do cumprimento dos deveres emergentes do contrato de concessão, a concessionária deve, se a respetiva câmara municipal assim o determinar, prestar uma caução até ao valor definido na portaria que aprovar o contrato-tipo de concessão.

2 — Nos casos em que a concessionária não tenha efetuado o pagamento nem contestado as multas aplicadas por incumprimento das obrigações contratuais, pode ser determinado o recurso àquela caução, sem dependência de decisão judicial, mediante despacho do presidente da câmara municipal.

3 — A eventual diminuição da caução, por força de levantamentos que dela sejam feitos nos termos do número anterior, implica, para a concessionária, a obrigação de proceder à sua reconstituição no prazo de um mês contado a partir da data de utilização.

4 — A caução só pode ser levantada um ano após a data da extinção do contrato de concessão ou, por acordo com o concedente, após a extinção da concessão, mas antes do decurso daquele prazo.

5 — A caução pode ser prestada por depósito em dinheiro, por garantia bancária autónoma cujo texto deve ser previamente aprovado pela câmara municipal ou por qualquer outra forma prevista na lei.

6 — O estabelecido na presente base não se aplica aos contratos de concessão em vigor à data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

BASE XXXI

Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 — Por violação do contrato de concessão, a concessionária incorre em responsabilidade perante o concedente.

2 — A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso fortuito ou de força maior, ficando a seu cargo apresentar prova da ocorrência.

3 — A concessionária deve informar a câmara municipal o mais rapidamente possível da ocorrência de qualquer facto previsto no número anterior, por qualquer meio de comunicação adequado, devendo

confirmar por carta na qual indique as medidas essenciais que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida.

4 — Na situação prevista no número anterior, a concessionária deve tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas.

BASE XXXII

Multas contratuais

1 — Pelo incumprimento de obrigações assumidas no âmbito do contrato de concessão, pode a concessionária ser punida com multa até ao montante definido no contrato de concessão, variando o respetivo montante em função do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que tenha posto na superação das consequências.

2 — A aplicação das multas previstas no número anterior é da competência do presidente da câmara municipal.

3 — As multas que não forem pagas voluntariamente ou cuja reclamação não tenha sido atendida podem, decorridos 30 dias sobre a respetiva notificação, ser levantadas da caução a que se refere a base xxx desde que o levantamento seja precedido de despacho do presidente da câmara municipal.

4 — O pagamento das multas não isenta a concessionária da responsabilidade civil, criminal ou contraordenacional em que incorrer.

BASE XXXIII

Sequestro

1 — O concedente, mediante deliberação dos órgãos competentes do município, pode tomar conta da concessão quando se verificarem graves deficiências na respetiva organização e no funcionamento ou no estado geral das instalações e dos equipamentos que sejam suscetíveis de comprometer a regularidade ou qualidade do serviço.

2 — Verificado o sequestro, a concessionária suporta os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

3 — Logo que cessem as razões do sequestro e o concedente o julgar oportuno, é a concessionária notificada para retomar, na data que lhe for fixada, o normal exercício da concessão.

4 — Se a concessionária não quiser ou não puder retomar esse exercício, pode a câmara municipal determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

5 — No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode ser ordenado novo sequestro ou determinada a imediata resolução do contrato de concessão.

CAPÍTULO VI

Alteração e extinção do contrato de concessão

BASE XXXIV

Alteração do contrato de concessão

1 — As cláusulas do contrato de concessão podem ser alteradas por mútuo acordo desde que a alteração não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases e respeite o disposto nos artigos 311.º a 315.º do Código dos Contratos Públicos, aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 18/2008, de 29 de janeiro, na sua redação atual.

2 — Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e da qualidade do serviço público ou por alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia, o concedente reserva-se o direito de alterar as condições da sua exploração.

3 — Quando, por efeito do número anterior, se alterem significativamente as condições de exploração, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio contratual desde que a concessionária, neste último caso, faça prova de não poder prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão financeira e a prova seja aceite pelo concedente.

BASE XXXV

Extinção da concessão

1 — A concessão extingue-se por acordo entre o município e a concessionária, por resolução, por resgate e por decurso do prazo.

2 — A extinção da concessão opera a transmissão para o município dos bens e meios a ela afetos nos termos das presentes bases.

3 — Da transmissão prevista no número anterior excluem-se, além dos bens e meios não afetos à concessão, os fundos consignados à garantia ou à cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se decorrido um ano sobre a extinção da concessão não houver declaração em contrário pela câmara municipal.

4 — A tomada de posse da concessão pelo município é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam,* realizada pela câmara municipal, a que assistem representantes da concessionária.

BASE XXXVI

Resolução do contrato por incumprimento

1 — O concedente, na sequência de deliberação dos seus órgãos competentes, pode resolver o contrato quando ocorra qualquer dos seguintes factos:

a) Desvio do objeto da concessão;

b) Suspensão da atividade objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da fiscalização, repetida desobediência às determinações do concedente ou sistemática inobservância das leis e dos regulamentos aplicáveis à exploração, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder às adequadas conservação e reparação das infraestruturas ou ainda à necessária ampliação da rede;

e) Cobrança dolosa de preços com valor superior aos fixados;

f) Falência da concessionária;

g) Transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada;

h) Violação grave das cláusulas do contrato;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

2 — Não constituem causas de resolução os factos ocorridos por motivos de força maior.

3 — Quando as faltas forem causadas por mera negligência e suscetíveis de correção, o concedente não rescinde o contrato de concessão sem previamente avisar a concessionária para, num

prazo razoável que lhe for fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências da sua negligência.

4 — No caso de pretender resolver o contrato, designadamente pelo facto referido na alínea f) do n.º 1, o concedente deve ainda notificar os principais credores da concessionária que sejam conhecidos para, no prazo que lhes for determinado, nunca superior a três meses, proporem uma solução que possa sobrestar à resolução, desde que o concedente com ela concorde.

5 — A concessionária não pode resolver o contrato de concessão com fundamento na alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia.

6 — A resolução do contrato de concessão produz os seus efeitos desde a data da sua comunicação à outra parte por carta registada e com aviso de receção.

7 — As penalidades por resolução do contrato de concessão, bem como as eventuais indemnizações, são estabelecidas no contrato de concessão.

BASE XXXVII

Resgate da concessão

1 — O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam cinco anos sobre a data de início do respetivo prazo.

2 — O resgate da concessão processa-se mediante carta registada e com aviso de receção com, pelo menos, um ano de antecedência em relação à data da efetivação do resgate.

3 — Decorrido o período de aviso de resgate, o concedente assume todos os bens e meios que estejam afetos à concessão à data desse aviso e ainda aqueles que tenham sido adquiridos pela concessionária durante o período de aviso desde que tenham sido autorizados pela câmara municipal.

4 — A assunção de obrigações por parte do concedente é feita sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

5 — Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização determinada por uma terceira entidade escolhida por acordo entre o concedente e a concessionária, devendo a fixação do montante da indemnização atender ao valor contabilístico, à data do resgate, dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos, e ao valor de eventuais lucros cessantes.

6 — O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

7 — Na determinação da indemnização apenas devem ser considerados os ativos auditados e reportados pelos concessionários à ERSE, entrados em exploração nos termos da regulamentação desta entidade reguladora, designadamente o Regulamento Tarifário e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

8 — Para os efeitos do cálculo da indemnização prevista na presente base, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiências da concessionária na sua manutenção ou reparação é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

BASE XXXVIII

Extinção da concessão por decurso do prazo

1 — A concessão extingue-se pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o concedente nos termos das presentes bases.

2 — Cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, é devida à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por ela adquiridos com referência ao último balanço aprovado, nos termos dos n.os 6, 7 e 8 da base anterior.

BASE XXXIX

Procedimento para termo da concessão

1 — O concedente reserva-se o direito de tomar nos últimos dois anos do prazo da concessão as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva das atividades exercidas pela concessionária que cessa o seu contrato para uma nova entidade encarregada da gestão do serviço.

2 — Se no termo da concessão o concedente não tiver ainda renovado o respetivo contrato ou não tiver decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão do serviço, pode, se assim o desejar, acordar a continuação do contrato de concessão com a concessionária, até ao limite máximo de um ano, mediante arrendamento, prestação de serviços ou qualquer outro título contratual.

BASE XL

Transmissão e oneração de concessão

1 — Sob pena de nulidade e ineficácia dos respetivos atos ou contratos, a concessionária não pode, sem prévia autorização do concedente, transmitir, subconceder ou onerar, por qualquer forma, a concessão e, bem assim, os direitos e os bens, móveis e imóveis, afetos à mesma.

2 — É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações que resulte na constituição ou modificação de uma relação de domínio sobre a concessionária, conforme definido no artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários.

3 — Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto nos números anteriores são nulos e ineficazes, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 — O produto da venda dos bens ou direitos da concessão transmitidos reverte a favor da mesma sempre que tiverem sido adquiridos ou custeados através da atribuição de quaisquer incentivos ou se tiverem sido remunerados através de tarifas reguladas.

5 — No caso de subconcessão, total ou parcial, quando autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

6 — Se à data da extinção da concessão se mantiverem ónus ou encargos respeitantes aos contratos de aquisição de bens das respetivas infraestruturas, o município assumi-los-á desde que tenha autorizado a sua contratação pela concessionária e não se trate de obrigações já vencidas e não cumpridas.

CAPÍTULO VII

Composição de litígios

BASE XLI

Litígios entre o concedente e a concessionária

O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à solução legal ou segundo a equidade, conforme nelas se determinar, de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão.

BASE XLII

Litígios entre a concessionária e os utilizadores da rede de distribuição

1 — 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.

2 — Os atos da concessionária praticados por via administrativa, nos casos em que a lei, os regulamentos ou o contrato de concessão lhe confiram essa prerrogativa, são sempre imputáveis, para o efeito de recurso contencioso, ao respetivo conselho de administração.

3 — A responsabilidade contratual ou extracontratual da concessionária por atos de gestão privada ou de gestão pública efetiva-se nos termos e pelos meios previstos na lei.

ANEXO V

(a que se referem o n.º 1 do artigo 135.º e o n.º 1 do artigo 145.º)

1 — O pedido de registo de comercializador ou de agregador de eletricidade é instruído com os seguintes elementos:

a) Identificação completa do requerente, mediante cópia do documento de identificação ou, no caso de o interessado ser uma pessoa coletiva, código de acesso à certidão permanente de registo comercial ou cópia dos respetivos estatutos, quando a sede se localizar fora do território nacional, do número de identificação fiscal, domicílio profissional ou sede, do estabelecimento principal no território nacional, quando este exista, bem como do endereço eletrónico;

b) Demonstração da capacidade e idoneidade técnica e económica para operar nos mercados, de acordo com os critérios publicitados pela DGEG no seu sítio eletrónico;

c) Declaração de habilitação e de não impedimento para o exercício da atividade de comercialização/agregação de eletricidade de acordo com o disposto no número seguinte;

d) Autorização de divulgação das informações constantes do pedido de registo; e

e) Documento contendo a identificação dos meios utilizados para o cumprimento das obrigações perante os consumidores e produtores, nomeadamente no que respeita à comunicação e interface com os clientes e à qualidade de serviço, bem como para a compensação e liquidação das suas responsabilidades.

2 — Declaração de habilitação ... (nome, número de documento de identificação e morada), na qualidade de representante legal de ... (firma, número de identificação de pessoa coletiva, sede ou estabelecimento principal no território nacional e código de acesso à certidão permanente de registo comercial), requerente do registo para a atividade de comercialização de eletricidade/agregação de eletricidade, declara, sob compromisso de honra, que:

a) Não se encontra em estado de insolvência, em fase de liquidação, dissolução ou cessação de atividade, sujeita a qualquer meio preventivo de liquidação de patrimónios ou em qualquer situação análoga, nem tem o respetivo processo pendente;

b) Tem a sua situação contributiva e fiscal regularizada perante a administração nacional; e

c) Não desenvolve ou pretende desenvolver atividades no âmbito dos setores da eletricidade e do gás em violação das regras aplicáveis de separação de atividades.

O declarante tem pleno conhecimento de que a prestação de falsas declarações implica a não obtenção do registo, ou a sua revogação, se já obtido, sendo o mesmo responsável pelas indemnizações e sanções pecuniárias aplicáveis, e pode determinar a aplicação da sanção acessória de privação do exer-

cício da atividade de comercialização/agregação de eletricidade ou outra no âmbito dos setores da eletricidade e gás, sem prejuízo da participação à entidade competente para efeitos de procedimento criminal.

... (local), ... (data), ... (assinatura).

(Nome e qualidade.)

ANEXO VI

[a que se referem as alíneas f) e o) do n.º 3 do artigo 136.º]

Medidas de proteção dos consumidores

1 — Sem prejuízo de outras medidas destinadas a assegurar a proteção dos consumidores decorrentes da legislação e dos regulamentos aplicáveis, os comercializadores devem garantir aos clientes domésticos o direito a um contrato de fornecimento de energia elétrica que especifique, designadamente:

a) A identidade e os dados de contacto do fornecedor;

b) Os serviços fornecidos e os níveis de qualidade dos serviços fornecidos, bem como a data de ligação inicial;

c) O tipo de serviços de manutenção, quando oferecidos;

d) Os meios através dos quais podem ser obtidas informações atualizadas sobre as tarifas e as taxas de manutenção aplicáveis;

e) A duração do contrato, as condições de renovação e termo dos serviços e do contrato, bem como a existência de um eventual direito de resolução;

f) Qualquer compensação e as disposições de reembolso aplicáveis se os níveis de qualidade dos serviços contratados não forem atingidos;

g) O método a utilizar para a resolução de litígios, que deve ser acessível, simples e eficaz; e

h) Informações sobre os direitos dos consumidores, incluindo informação sobre o tratamento de reclamações e todas as informações a que se refere o presente número, comunicadas de forma clara nas faturas ou nos sítios eletrónicos das empresas de eletricidade.

2 — As condições contratuais devem ser equitativas e previamente conhecidas, devendo, em qualquer caso, ser prestadas antes da celebração ou da confirmação do contrato. Caso os contratos sejam celebrados através de intermediários, as referidas informações são igualmente prestadas antes da celebração do contrato.

3 — Os consumidores devem receber informações transparentes sobre os preços e tarifas aplicáveis e as condições normais de acesso e utilização dos serviços de eletricidade.

4 — Os consumidores devem dispor de uma ampla escolha quanto aos métodos de pagamento.

5 — Qualquer diferença nos termos e nas condições deve refletir os custos dos diferentes sistemas de pagamento para o fornecedor.

6 — As condições gerais devem ser equitativas e transparentes e ser redigidas em linguagem clara e compreensível.

7 — Os comercializadores não podem utilizar métodos de venda abusivos ou enganadores.

8 — Os consumidores não devem ser obrigados a efetuar qualquer pagamento por mudarem de fornecedor, sem prejuízo do respeito pelos compromissos contratualmente assumidos.

9 — Os consumidores devem dispor de procedimentos transparentes, simples e não excessivamente onerosos para o tratamento das suas queixas, bem como de meios de resolução de litígios justos e céleres que prevejam, quando justificado, um sistema de reembolso e de indemnização por eventual prejuízo.

ANEXO VII

[a que se refere a alínea n) do n.º 3 do artigo 136.º]

1 — As faturas a apresentar pelos comercializadores devem conter os elementos necessários a uma completa e acessível compreensão dos valores totais e desagregados faturados, designadamente os seguintes:

a) Potência contratada, incluindo o preço;

b) Datas e meios para a comunicação de leituras;

c) Consumos reais e estimados;

d) Preço da energia ativa;

e) Tarifas de energia;

f) Tarifa de acesso às redes, total e desagregada;

g) Tarifas de comercialização;

h) Período de faturação;

i) Taxas discriminadas;

j) Impostos discriminados;

k) Condições, prazos e meios de pagamento; e

l) Consequências pelo não pagamento.

2 — Nos casos em que haja lugar à tarifa social a fatura deve identificar o valor do desconto.

3 — A fatura deve discriminar, nos termos da Lei n.º 51/2008, de 27 de agosto, a contribuição de cada fonte de energia para o total de energia elétrica fornecida no período a que respeita e as emissões totais de CO_2 associadas à produção da energia elétrica faturada.

4 — Os consumidores que disponham de contadores inteligentes devem ter acesso a informações complementares sobre o seu histórico de consumo que lhes permitam efetuar verificações pormenorizadas, tais como:

a) Dados cumulativos referentes, pelo menos, aos três anos anteriores ou ao período decorrido desde o segundo mês de vigência do contrato de fornecimento, se esse período for inferior; e

b) Dados pormenorizados correspondentes aos períodos de utilização diária, semanal, mensal e anual, disponibilizados ao consumidor através de sítio na Internet ou da interface do contador, em relação aos dois anos anteriores, ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior.

5 — Os comercializadores devem incluir na fatura, sempre que o cliente disponha de contador inteligente, a distribuição do consumo médio de energia pelos dias da semana e horas do dia, sem prejuízo do legalmente estabelecido em matéria de salvaguarda dos direitos à privacidade.

6 — A fatura deve incluir informação sobre o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, nomeadamente o portal «Poupa Energia».

7 — A fatura deve incluir informação que permita ao consumidor, em cada momento, conhecer a sua situação contratual.

8 — A fatura deve incluir informação sobre o exercício do direito de reclamação no livro de reclamações, quer em formato físico quer em formato eletrónico.

9 — Os comercializadores devem incluir na fatura informação relativa aos meios e formas de resolução judicial e extrajudicial de conflitos disponíveis, incluindo a identificação das entidades competentes e o prazo para este efeito, ou indicar o local, designadamente o respetivo sítio na Internet, onde essa informação esteja disponível com maior detalhe.

10 — Os comercializadores devem emitir as faturas com uma periodicidade mensal, salvo acordo em contrário no interesse do consumidor.

11 — A fatura de fornecimento de energia elétrica é transmitida preferencialmente em suporte eletrónico, salvo se o consumidor optar por recebê-la em suporte papel, não podendo daí decorrer qualquer acréscimo de despesa para o mesmo.

12 — O cumprimento das disposições referentes ao conteúdo da fatura não pode implicar um acréscimo do valor da fatura.

118407586