

MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E ENERGIA

Decreto-Lei n.º 68-A/2015

de 30 de abril

A Diretiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos, exige que os Estados-Membros adotem, e procurem atingir, até 2016, um objetivo global nacional indicativo de economia de energia de 9 % através da promoção de serviços energéticos e da adoção de outras medidas de melhoria da eficiência energética.

Os Estados-Membros comprometeram-se ainda a, até 2020, reduzir as emissões de gases com efeitos de estufa em 20 %, aumentar em igual percentagem a proporção de fontes de energia renováveis no cabaz energético da União Europeia e alcançar a meta de 20 % estabelecida para a eficiência energética.

A estreita ligação entre os objetivos clima e energia expressa no pacote energia-clima de 2020 foi reafirmada e reforçada com os novos objetivos clima e energia aprovados pelos Chefes de Estado e de Governo da União Europeia para 2030, acrescentando às três metas (gases com efeito de estufa, fontes de energia renováveis e eficiência energética) uma quarta meta relativa a interligações. A articulação entre os objetivos de política climática e de política energética é desta forma um elemento fundamental na implementação da Diretiva sobre Eficiência Energética constituindo uma linha de orientação expressa do atual Governo.

No entanto, e apesar dos esforços levados a cabo e da evolução registada ao nível das políticas nacionais de eficiência energética, a Comissão Europeia concluiu, na sua comunicação sobre o Plano de Eficiência Energética de 2011, que a dificuldade no cumprimento do objetivo traçado no que respeita à eficiência energética exigia a alteração do quadro jurídico europeu nesta matéria.

Neste contexto, vem a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, estabelecer um novo enquadramento que promove a eficiência energética na União Europeia e define ações que concretizem, por um lado, as propostas incluídas no Plano de Eficiência Energética de 2011 e, por outro, as necessidades identificadas no roteiro de transição para uma economia de baixo carbono competitiva, em 2050.

À semelhança do que se verificou aquando da transposição da Diretiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006, constata-se que a maioria das preocupações que justificaram a aprovação da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, já se encontra consagrada na legislação e regulamentação nacionais, em particular no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética — PNAEE 2016), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que projeta novas ações e metas para 2016, integrando as preocupações relativas à redução de energia primária para o horizonte de 2020, constantes daquela diretiva.

Tendo por base as áreas, programas e medidas do PNAEE de 2008, o PNAEE 2016 passa a abranger seis áreas específicas: transportes, residencial e serviços, indústria, Estado, comportamentos e agricultura. Estas áreas agregam um total de 10 programas, que integram um leque

de medidas de melhoria da eficiência energética, orientadas para a procura energética e que, de uma forma quantificável e monitorizável, visam alcançar os objetivos propostos.

A área do Estado é agrupada num programa designado por eficiência energética no Estado, com um conjunto de medidas dirigidas à certificação energética dos edifícios do Estado, aos Planos de Ação de Eficiência Energética, designadamente no âmbito do Programa de Eficiência Energética na Administração Pública — ECO.AP, frotas de transporte do Estado e à Iluminação Pública.

Ainda no âmbito desta área do PNAEE, destaca-se a Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de janeiro, que lança o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública — ECO.AP, criando as condições para o desenvolvimento de uma política de eficiência energética na Administração Pública, designadamente nos seus serviços, edifícios e equipamentos, bem como o Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à formação e execução dos contratos de desempenho energético que revistam a natureza de contratos de gestão de eficiência energética, a celebrar entre os serviços e organismos da Administração Pública direta, indireta e autónoma e as empresas de serviços energéticos, com vista à implementação de medidas de melhoria da eficiência energética nos edifícios públicos e equipamentos afetos à prestação de serviços públicos.

Os programas e medidas previstos no PNAEE, ou outros que comprovadamente contribuam para a eficiência energética, podem ser financiados pelo Fundo de Eficiência Energética, instrumento financeiro criado através do Decreto-Lei n.º 50/2010, de 20 de maio, alterado pela Lei n.º 82-D/2014, de 31 de dezembro, com vista ao incentivo da eficiência energética, por parte dos cidadãos e das empresas, através do apoio aos referidos projetos de eficiência energética e da promoção da alteração de comportamentos.

A par do PNAEE, identifica-se ainda um conjunto de diplomas do nosso ordenamento interno que concretizam medidas e obrigações com vista à promoção da melhoria da eficiência energética. Em particular, o Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto, que assegura e promove a melhoria do desempenho energético dos edifícios através do Sistema Certificação Energética dos Edifícios (SCE), que integra o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação (REH), e o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços (RECS), transpondo para a ordem jurídica nacional a Diretiva n.º 2010/31/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios.

No âmbito do SCE, destaca-se ainda a Lei n.º 58/2013, de 20 de agosto, que aprova os requisitos de acesso e de exercício da atividade de perito qualificado para a certificação energética e de técnico de instalação e manutenção de edifícios e sistemas, conformando-o com a disciplina da Lei n.º 9/2009, de 4 de março, que transpôs a Diretiva n.º 2005/36/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 7 de setembro de 2005, relativa ao reconhecimento das qualificações profissionais.

Também nesta linha se enquadram as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural, constantes, respetivamente, do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro,

e do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 66/2010, de 11 de junho, 77/2011, de 20 de junho, 74/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, 230/2012, de 26 de outubro, que impõem obrigações de serviço público relativas à promoção da eficiência energética e da utilização racional da energia, para além das disposições relativas ao dever de não discriminação e de prestação de informação por parte de operadores e comercializadores, nomeadamente as necessárias ao exato conhecimento dos mercados elétrico e do gás natural.

Existem ainda outros diplomas em vigor na área da eficiência energética que incluem já disposições relevantes no âmbito de aplicação da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, que criou o Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), que tem como objetivo promover a eficiência energética e monitorizar os consumos energéticos de instalações consumidoras intensivas de energia e que prevê mecanismos de reconhecimento de técnicos e de entidades como auditores energéticos e autores de planos de racionalização dos consumos. O SGCIE contempla, ainda, a realização de auditorias de energia com caráter obrigatório, que incidem sobre as condições de utilização de energia, conceção e estado da instalação.

Finalmente, no setor da regulação, identifica-se os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), aprovados em anexo ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterados pelos Decretos-Leis n.ºs 200/2002, de 25 de setembro, 212/2012, de 25 de setembro, e 84/2013, de 25 de junho, que comete àquela a atribuição de adotar práticas que promovam a eficiência energética e a existência de padrões adequados de qualidade de serviço. A ERSE monitoriza ainda as perdas nas redes de distribuição e transporte de energia elétrica e de gás natural e dinamiza um conjunto de atividades cujo objetivo visa promover a participação ativa dos consumidores no grande desafio da sustentabilidade, na vertente da utilização eficiente da energia, nomeadamente através do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, cujo objetivo é promover medidas que visam melhorar a eficiência no consumo de energia elétrica.

Por outro lado, a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, veio reforçar as disposições da Diretiva 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia, bem como as da Diretiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006, no sentido de promover a cogeração de elevada eficiência e as unidades de cogeração cuja potência térmica nominal total seja inferior a 20 MW, a fim de incentivar a produção de energia descentralizada.

Neste contexto, importa proceder à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, que estabelece a disciplina da atividade de cogeração, consagrando-se, por um lado, o paradigma assumido pela Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, e, por outro, esquemas remuneratórios sustentáveis, que mantêm o incentivo à cogeração renovável e de elevada eficiência.

Regressando ao modelo previsto nos Decretos-Leis n.ºs 186/95, de 27 de julho, e 538/99, de 13 de dezembro, que regulavam a atividade da produção em cogeração, o regime remuneratório geral passa a dividir-se em duas submodalidades: uma que permite a injeção total ou parcial da energia produzida na rede elétrica de serviço público e outra que possibilita o autoconsumo da referida energia, beneficiando, nas instalações de cogeração com potência elétrica de injeção inferior ou igual a 20 MW, de compra garantida da excedente pelo comercializador de último recurso.

O regime remuneratório especial aplicável à energia produzida em cogeração passa a aplicar-se às instalações de cogeração com potência elétrica instalada inferior ou igual a 20 MW, as quais podem ainda beneficiar de prémios de elevada eficiência e renovável, consoante a poupança de energia primária verificada e a fonte primária de energia utilizada.

Foram ouvidos os órgãos de governo próprio das regiões autónomas, a Associação Nacional de Municípios Portugueses e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Foi promovida a audição do Conselho Nacional do Consumo.

Assim:

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

CAPÍTULO I

Disposição geral

Artigo 1.º

Objeto

1 — O presente decreto-lei estabelece disposições em matéria de eficiência energética e cogeração, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética, que altera as Diretivas n.ºs 2009/125/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de outubro de 2009, e 2010/30/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, e revoga as Diretivas n.ºs 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, e 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006.

2 — No âmbito da referida transposição, o presente decreto-lei procede ainda:

a) À segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, que regula o sistema de gestão dos consumos intensivos de energia, instituído com o objetivo de promover a eficiência energética e monitorizar os consumos energéticos de instalações consumidoras intensivas de energia;

b) À segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, que estabelece a disciplina da atividade de cogeração;

c) À segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, que define as metas nacionais de energia renovável no consumo de energia final e transpõe parcialmente a Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009;

d) À primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, que transpõe parcialmente a Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009; e

e) À primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto, que aprova o Sistema de Certificação Energética dos Edifícios, o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação e o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços, e transpõe a Diretiva n.º 2010/31/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios.

CAPÍTULO II

Medidas de promoção da eficiência energética

SECÇÃO I

Disposição geral

Artigo 2.º

Definições

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

a) «Administração central», todos os serviços centrais da administração direta do Estado, cuja competência abrange a totalidade do território nacional;

b) «Área interior útil de pavimento»:

i) No âmbito do Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação, considera-se o somatório das áreas, medidas em planta pelo perímetro interior, de todos os espaços interiores úteis pertencentes ao edifício ou fração em estudo;

ii) No âmbito do Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços, considera-se o somatório da área de pavimento de todas as zonas térmicas do edifício ou fração, desde que tenham consumo de energia elétrica ou térmica, registado no contador, independentemente da sua função e da existência de sistema de climatização, sendo a área medida pelo interior dos elementos que delimitam as zonas térmicas do exterior e entre si;

c) «Auditoria energética», um procedimento sistemático através do qual se obtém um conhecimento adequado sobre as características de consumo energético de um edifício ou de um conjunto de edifícios, de frotas, de uma atividade ou de uma instalação industrial ou comercial ou de serviços públicos ou privados, se identificam e quantificam as economias de energia com boa relação custo-eficácia;

d) «Comercializador», um prestador de serviços a pedido que combina cargas de consumo de curta duração múltiplas para venda ou leilão em mercados de energia organizados, ou, tratando-se de comercializador dos setores elétrico ou do gás natural, as entidades referidas na alínea *j)* do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, e na alínea *k)* do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 66/2010, de 11 de junho, 77/2011, de 20 de ju-

nho, 74/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 230/2012, de 26 de outubro, respetivamente;

e) «Consumidor final», uma pessoa singular ou coletiva que compra energia para utilização própria;

f) «Consumo de energia final», toda a energia fornecida à indústria, transportes, agregados familiares, serviços e agricultura, com exceção dos fornecimentos ao setor da transformação de energia e às indústrias da energia propriamente ditas;

g) «Consumo de energia primária», o consumo interno bruto, excluindo as utilizações não energéticas;

h) «Contrato de gestão de eficiência energética», um acordo contratual celebrado entre o beneficiário e a parte que aplica uma medida de melhoria da eficiência energética, verificada e acompanhada durante todo o período do contrato, nos termos do qual os investimentos nessa medida são pagos por contrapartida de um nível de melhoria da eficiência energética definido contratualmente ou de outro critério de desempenho energético que tenha sido acordado, nomeadamente economias financeiras;

i) «Distribuidor de energia», uma pessoa singular ou coletiva, incluindo um operador de rede de distribuição, responsável pela veiculação de energia tendo em vista o seu fornecimento aos consumidores finais ou a estações de distribuição que vendem energia aos consumidores finais;

j) «Economias de energia», a quantidade de energia economizada, determinada pela medição e ou estimativa do consumo antes e após a aplicação de uma medida de melhoria da eficiência energética, garantindo simultaneamente a normalização das condições externas que afetam o consumo de energia;

k) «Edifício de comércio e serviços», o edifício, ou parte, cuja utilização esteja autorizada ou que seja prevista autorizar para comércio, serviços ou similares;

l) «Edifício existente», aquele que não seja edifício novo;

m) «Edifício misto», o edifício utilizado, em partes distintas, como edifício de habitação e edifício de comércio e serviços;

n) «Edifício novo», o edifício cujo processo de controlo prévio de edificação tenha data de entrada junto das entidades competentes, determinada pela data de entrada do projeto de arquitetura, posterior à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto;

o) «Eficiência energética», o rácio entre o resultado em termos do desempenho, serviços, bens ou energia gerados e a energia utilizada para o efeito;

p) «Empresa de venda de energia a retalho», uma pessoa singular ou coletiva que vende energia aos consumidores finais;

q) «Energia», todas as formas de produtos energéticos, combustíveis, calor, energia renovável, eletricidade ou qualquer outra forma de energia;

r) «Fração», a unidade mínima de um edifício, com saída própria para uma parte de uso comum ou para a via pública, independentemente da constituição de propriedade horizontal, nos termos do Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto;

s) «Melhoria da eficiência energética», o aumento de eficiência energética resultante de mudanças tecnológicas, comportamentais e ou económicas;

t) «Norma europeia», uma norma aprovada por uma organização europeia de normalização;

u) «Norma internacional», uma norma aprovada por um organismo internacional de normalização;

v) «Organismos públicos», as entidades adjudicantes definidas no n.º 1 do artigo 2.º do Código dos Contratos Públicos;

w) «Operador da rede de distribuição», um operador da rede de distribuição na aceção do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, e do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 66/2010, de 11 de junho, 77/2011, de 20 de junho, 74/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 230/2012, de 26 de outubro;

x) «Operador da rede de transporte», um operador da rede de transporte na aceção do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, e do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 66/2010, de 11 de junho, 77/2011, de 20 de junho, 74/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 230/2012, de 26 de outubro;

y) «Pequenas e médias empresas» ou «PME», as empresas definidas no título I do anexo da Recomendação n.º 2003/361/CE, da Comissão, de 6 de maio de 2003, relativa à definição de micro, pequenas e médias empresas; a categoria das micro, pequenas e médias empresas é constituída por empresas que empregam menos de 250 pessoas e cujo volume de negócios anual não excede 50.000.000 de EUR, ou cujo balanço total anual não excede 43.000.000 de EUR;

z) «Prestador de serviços energéticos», uma pessoa singular ou coletiva que fornece serviços energéticos ou aplica outras medidas para melhorar a eficiência energética nas instalações de um consumidor final;

aa) «Serviço energético», a prestação do serviço que seja realizado com base num contrato e que, em condições normais, tenha dado provas de conduzir a uma melhoria verificável e mensurável ou estimável da eficiência energética e ou da economia de energia primária, originando benefícios tangíveis resultantes de uma combinação de energia com tecnologias e ou ações energeticamente eficientes, incluindo a operação, a manutenção e o controlo necessários à prestação do serviço;

bb) «Sistema de contagem inteligente», um sistema eletrónico que mede o consumo de energia, e que está preparado para transmitir e receber dados através de comunicações eletrónicas;

cc) «Sistema de gestão da energia», um conjunto de elementos, inter-relacionados ou em interação, inseridos num plano que estabelece um objetivo de eficiência energética e uma estratégia para o alcançar.

SECÇÃO II

Objetivos de economias de energia

Artigo 3.º

Objetivos de eficiência energética

1 — O objetivo geral de melhoria da eficiência energética com base na redução do consumo de energia primária é estabelecido no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril.

2 — A concretização do objetivo referido no número anterior, o seu acompanhamento e monitorização do impacte estimado no consumo de energia primária para o horizonte temporal de 2020 observam o disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que aprova o PNAEE para o período 2013-2016.

3 — Os programas e medidas previstos no PNAEE e os projetos que, ainda que não contemplados no referido plano, contribuam comprovadamente para a eficiência energética, podem ser financiados pelo Fundo de Eficiência Energética, nos termos do Decreto-Lei n.º 50/2010, de 20 de maio.

4 — A execução dos objetivos de eficiência energética deve maximizar as sinergias entre os ganhos de eficiência e a redução de emissões nacionais.

Artigo 4.º

Objetivo cumulativo de economias de energia

1 — Entre 1 de janeiro de 2014 e 31 de dezembro de 2020 devem ser alcançadas, em cada ano e de forma cumulativa, novas economias de energias que ascendam a 1,5 %, sobre a média das vendas anuais de energia aos consumidores finais, por parte de todos os distribuidores de energia ou de todas as empresas de venda de energia a retalho, verificadas nos anos de 2010, 2011 e 2012, com exclusão da totalidade das vendas de energia utilizada nos transportes e nas atividades sujeitas ao regime de Comércio Europeu de Licenças de Emissão de Gases com Efeito de Estufa (CELE), identificadas no anexo II ao Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março.

2 — Para alcançar o objetivo previsto no número anterior, são contabilizadas as economias de energia resultantes das seguintes ações específicas:

a) Ações específicas cuja execução foi iniciada em data posterior a 31 de dezembro de 2008 e até 31 de dezembro de 2013, que se projeta continuarem a produzir efeitos em 2020, identificadas no n.º 1 do artigo seguinte;

b) Ações específicas resultantes das medidas políticas previstas no n.º 2 do artigo seguinte, em implementação desde 1 de janeiro de 2014.

3 — A contabilização das ações específicas a que se refere a alínea a) do número anterior, a par da exclusão, no cálculo da média das vendas de energia dos últimos três anos, da totalidade de vendas de energia para as atividades do regime CELE, não podem, no seu conjunto, conduzir a uma redução superior a 25 % das economias de energia que seriam obtidas caso essas vendas fossem incluídas no cálculo da referida média e não fossem contabilizadas as ações específicas anteriormente executadas, considerando-se como não incluídas, no cálculo das economias de energia a que se refere o n.º 1, as economias de energia que excedam esse limiar.

4 — Caso a contabilização a que se refere o número anterior fique aquém do limite aí previsto, assiste a possibilidade de fasear a verificação do objetivo cumulativo a que se refere o n.º 1, e apenas na medida em que tal não implique ultrapassar esse limite, mediante a verificação, em cada ano, dos seguintes níveis de economia de energia, calculados sobre a média referida no n.º 1:

a) Em 2015, 1 % de novas economias de energia, o que, cumulado com a percentagem anual do ano anterior,

também de 1 %, obriga à verificação de economias de energia no valor de 2 %;

b) Em 2016, 1,25 % de novas economias de energia, o que, cumulado com as percentagens anuais dos anos anteriores, obriga à verificação de economias de energia no valor de 3,25 %;

c) Em 2017, 1,25 % de novas economias de energia, o que, cumulado com as percentagens anuais dos anos anteriores, obriga à verificação de economias de energia no valor de 4,5 %;

d) Em 2018, 1,5 % de novas economias de energia, o que, cumulado com as percentagens anuais dos anos anteriores, obriga à verificação de economias de energia no valor de 6 %;

e) Em 2019, 1,5 % de novas economias de energia, o que, cumulado com as percentagens anuais dos anos anteriores, obriga à verificação de economias de energia no valor de 7,5 %;

f) Em 2020, 1,5 % de novas economias de energia, o que, cumulado com as percentagens anuais dos anos anteriores, obriga à verificação de economias de energia no valor de 9 %.

Artigo 5.º

Ações específicas com impacto em 2020

1 — Para efeitos do cumprimento dos objetivos fixados no n.º 1 do artigo anterior, são contabilizadas as ações elencadas no anexo I ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante, resultantes da implementação das medidas políticas previstas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2008-2015, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de maio, e revogado pela Resolução do Conselho n.º 20/2013, de 10 de abril, bem como as medidas tangíveis e intangíveis decorrentes da execução dos Planos de Promoção da Eficiência Energética (PPEC) para os períodos de 2009-2010 e de 2011-2012, que continuem a produzir efeitos em 2020.

2 — Para além do disposto no número anterior, o objetivo cumulativo de economias de energias previsto no artigo anterior é ainda obtido através da implementação das medidas e respetivas ações específicas enumeradas no anexo II ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante, previstas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (PNAEE 2016), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, bem como as medidas tangíveis e intangíveis implementadas no âmbito dos PPEC, previstos nos Regulamentos Tarifários dos setores elétrico e do gás natural, aprovados pela ERSE.

Artigo 6.º

Economias de energia

1 — As economias de energia são aferidas anualmente, através do sistema de acompanhamento e monitorização previsto no PNAEE.

2 — Para fins de comparação das economias de energia e de conversão para uma unidade passível de comparação, devem ser aplicáveis os fatores de conversão constantes do anexo III ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

Artigo 7.º

Edifícios da Administração Pública

1 — Os organismos da administração central devem cumprir o objetivo de redução do consumo de energia definido no PNAEE, face ao consumo verificado nos seus edifícios e equipamentos, através de medidas previstas, nomeadamente, no Programa de Eficiência Energética na Administração Pública — ECO.AP, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de janeiro.

2 — Para verificação da redução do consumo de energia enunciado no número anterior, os organismos da administração central que detenham ou ocupem edifícios devem reportar anualmente os seus consumos de energia através do barómetro de eficiência energética da Administração Pública, que se destina a comparar e a divulgar publicamente o desempenho energético dos respetivos serviços.

3 — Para obtenção da redução do consumo de energia referida no n.º 1, os organismos da administração central devem implementar medidas que permitam alcançar economias de energia equivalentes àquelas que resultariam do cumprimento dos requisitos mínimos de desempenho energético previstos no Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto designadamente:

- a) Planos de ação de eficiência energética;
- b) Contratos de gestão de eficiência energética;
- c) Alterações comportamentais;
- d) Substituição de equipamentos;
- e) Medidas de gestão de energia;
- f) Renovações profundas.

4 — Os organismos da administração regional e local, e os organismos de direito público detentores ou gestores de habitação social, sempre que possível e adequado:

a) Adotam um plano de eficiência energética que preveja objetivos e medidas específicas em matéria de economia de energia e de eficiência energética;

b) Implementam um sistema de gestão da energia, que inclua a realização de auditorias energéticas, como parte integrante da execução do seu plano;

c) Recorrem a empresas de serviços energéticos (ESE), qualificadas no âmbito do Sistema de Qualificação das ESE, nos termos do regulamento previsto no n.º 2 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de fevereiro, e a contratos de gestão de eficiência energética, previstos no mesmo decreto-lei, para implementar medidas e planos destinados a aumentar a eficiência energética.

SECÇÃO III

Renovação, aquisição e arrendamento de edifícios e aquisição de bens e serviços

Artigo 8.º

Renovação de edifícios

1 — O Governo estabelece uma estratégia a longo prazo para mobilizar investimentos na renovação do parque nacional de edifícios residenciais e comerciais, tanto públicos como privados.

2 — A estratégia mencionada no número anterior é aprovada no âmbito do PNAEE e atualizada de três em três anos, compreendendo:

a) Um levantamento do parque imobiliário nacional baseado, se adequado, numa amostragem estatística;

b) Uma identificação das abordagens rentáveis das renovações relevantes para o tipo de edifício e para a zona climática;

c) Políticas e medidas destinadas a incentivar renovações profundas de edifícios rentáveis, incluindo renovações profundas por etapas;

d) Uma perspetiva de futuro destinada a orientar a tomada de decisões em matéria de investimento por particulares, pela indústria da construção e pelas instituições financeiras;

e) Uma estimativa, com base em dados factuais, das economias de energia esperadas e de outros benefícios possíveis.

Artigo 9.º

Aquisição e arrendamento de edifícios

1 — Os organismos da administração central devem garantir que os edifícios adquiridos ou arrendados após a entrada em vigor do presente decreto-lei, para instalação de serviços públicos, cumprem os seguintes requisitos de desempenho energético, na medida em que tal seja coerente com uma boa relação custo-eficácia, viabilidade económica, maior sustentabilidade, adequação técnica e condições de concorrência suficientes:

- a) Edifícios novos: classe energética igual ou superior a B-;
- b) Edifícios existentes: classe energética igual ou superior a D, sendo que a partir de 31 de dezembro de 2015, deverão apresentar classe energética igual ou superior a C, conforme disposto no ponto 4 do anexo II à Portaria n.º 349-D/2013, de 2 de dezembro.

2 — Exceção-se do disposto no número anterior as aquisições de edifícios com os seguintes objetivos:

- a) Executar uma grande renovação ou demolição;
- b) Revenda, sem que haja qualquer utilização de edifícios públicos por parte de organismos da administração central;
- c) Preservar imóveis classificados ou em vias de classificação como de interesse nacional, de interesse público ou de interesse municipal.

3 — Excluem-se ainda do disposto no n.º 1:

- a) As instalações industriais, agrícolas ou pecuárias;
- b) Os edifícios destinados aos organismos nos domínios da defesa e da segurança, na medida em que a sua aplicação colida com a natureza e objetivo principal das suas atividades;
- c) Os edifícios que o Estado adquira por via legal, designadamente no âmbito da sucessão na titularidade de imóveis ou posições jurídicas de organismos públicos ou pessoas coletivas extintas, por reversão ou resgate de contratos de concessão, em processos de execução fiscal, por dação em cumprimento ou por permuta ou herança;
- d) Os edifícios utilizados como locais de culto ou para atividades religiosas;
- e) Os edifícios ou frações exclusivamente destinados a armazéns, estacionamento, oficinas e similares;
- f) Os edifícios unifamiliares com área interior útil de pavimento igual ou inferior a 50 m²;
- g) Os edifícios em ruínas;
- h) Os monumentos e os edifícios individualmente classificados ou em vias de classificação, nos termos do Decreto-Lei n.º 309/2009, de 23 de outubro, alterado pelos

Decreto-Leis n.ºs 115/2011, de 5 de dezembro, e 265/2012, de 28 de dezembro, e aqueles a que seja reconhecido especial valor arquitetónico ou histórico pela entidade licenciadora ou por outra entidade competente para o efeito.

4 — O disposto no n.º 1 aplica-se aos procedimentos relativos à aquisição e arrendamento de imóveis iniciados a partir da entrada em vigor do presente diploma.

Artigo 10.º

Aquisição de bens e serviços

1 — Nos procedimentos de formação e celebração de contratos de aquisição de bens e serviços de valor superior aos limiares estabelecidos no artigo 7.º da Diretiva n.º 2004/18/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004, as entidades da administração central devem, na medida em que tal seja coerente com uma boa relação custo-eficácia, viabilidade económica, maior sustentabilidade, adequação técnica e condições de concorrência suficientes, assegurar que os bens e serviços a adquirir possuem um desempenho elevado em termos de eficiência energética.

2 — O disposto no número anterior não se aplica aos contratos e entidades previstos no Decreto-Lei n.º 104/2011, de 6 de outubro, ficando os demais contratos e organismos nos domínios da defesa e da segurança sujeitos àquela norma e aos números seguintes, na medida em que a sua aplicação não colida com a natureza e objetivo principal das suas atividades.

3 — A obrigação estabelecida no n.º 1 é cumprida mediante a observância dos seguintes critérios para a aquisição de bens e serviços específicos:

a) Caso um produto seja abrangido por um ato delegado adotado nos termos do Decreto-Lei n.º 63/2011, de 9 de maio, ou por uma diretiva de execução relacionada, da Comissão Europeia, deve aquele pertencer à classe energética mais elevada possível, de acordo com medidas de informação direcionadas para o utilizador final através de etiquetagem e outras indicações sobre o consumo de energia previstas no referido decreto-lei e tendo em conta a necessidade de garantir condições de concorrência suficientes;

b) Os produtos excluídos do âmbito da alínea anterior, mas abrangidos por uma medida de execução ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2011, de 24 de janeiro, adotada após a entrada em vigor do presente decreto-lei, devem cumprir os marcos de referência especificados na medida de execução da conceção ecológica ao abrigo do referido decreto-lei e que satisfaçam os parâmetros de eficiência energética especificados na respetiva medida de execução;

c) Preferir, no caso de bens e produtos de escritório, os abrangidos pela Decisão n.º 2006/1005/CE, do Conselho, de 18 de dezembro de 2006, relativa à celebração do Acordo entre o Governo dos Estados Unidos da América e a Comunidade Europeia sobre a coordenação dos programas de rotulagem em matéria de eficiência energética do equipamento de escritório (*Acordo Energy Star*);

d) Pertencer, no caso dos pneus, à classe mais elevada de eficiência energética em termos de combustível, de acordo com o Regulamento (CE) n.º 1222/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de novembro de 2009, relativo à rotulagem dos pneus, no que respeita à eficiência energética e a outros parâmetros essenciais, exceto quando pertençam à classe máxima de aderência

em pavimento molhado ou de ruído exterior de rolamento, desde que tal se justifique por razões de segurança ou de saúde pública;

e) Exigir nos seus procedimentos pré-contratuais para celebração de contratos de aquisição de serviços que, para efeitos da prestação desses serviços e apenas no que diz respeito aos novos produtos adquiridos pelos adjudicatários, estes utilizem apenas produtos que satisfaçam os requisitos definidos nas alíneas anteriores.

Artigo 11.º

Outras entidades

As entidades da administração regional e local e as entidades de direito público detentoras ou gestoras de habitação social devem, na medida em que tal seja coerente com uma boa relação custo-eficácia, viabilidade económica, maior sustentabilidade, adequação técnica e condições de concorrência suficientes, com as necessárias adaptações, proceder de acordo com o disposto no artigo 9.º e no artigo anterior.

SECÇÃO IV

Auditorias energéticas e contratos de gestão de eficiência energética

Artigo 12.º

Auditorias energéticas e sistemas de gestão da energia

1 — As empresas que não sejam PME devem ser objeto de realização de auditoria energética, independente e rentável, até 5 de dezembro de 2015, e, em seguida, pelo menos de quatro em quatro anos a contar da última, devendo para o efeito, cumprir os critérios mínimos constantes no anexo IV ao presente decreto-lei, que dele faz parte integrante.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, considera-se rentável a auditoria energética que identifique medidas de eficiência energética cujo custo de implementação, acrescido do custo da própria auditoria, seja inferior ao valor monetário das economias de energia resultantes daquelas num período de quatro anos, considerando-se para o efeito custos de energia constantes e excluindo-se quaisquer custos de financiamento do projeto.

3 — As empresas que não sejam PME e que implementem um sistema de gestão de energia ou do ambiente certificado por uma entidade de certificação acreditado nos termos do Regulamento (CE) n.º 765/2008 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de julho de 2008, ficam dispensadas do disposto no n.º 1, desde que as auditorias energéticas previstas no referido sistema observem os critérios mínimos constantes no anexo IV ao presente decreto-lei.

4 — As empresas que não sejam PME que detenham instalações sujeitas às auditorias periódicas previstas no Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, que aprova o Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE) na Indústria, devem garantir a realização das auditorias energéticas ali previstas, cumprindo os respetivos requisitos, bem como os previstos no anexo IV ao presente decreto-lei, devendo ainda, no decurso do quarto ano, realizar uma auditoria nos termos do mesmo anexo.

5 — As empresas que não sejam PME cujas frotas estejam sujeitas às auditorias periódicas previstas na Portaria

n.º 228/90, de 27 de março, que aprova o Regulamento da Gestão do Consumo de Energia para o Setor dos Transportes (RGCE Transportes), devem realizar uma auditoria a cada quatro anos e garantir que essas auditorias cumprem com todos os requisitos previstos no referido regulamento e também dos requisitos previstos no anexo IV ao presente decreto-lei.

6 — As empresas que não sejam PME cujos edifícios estejam sujeitos às auditorias periódicas previstas no Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto, que aprova o Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE), devem:

a) No caso dos grandes edifícios de comércio e serviços, sujeitos a avaliações energéticas com uma periodicidade de oito anos, garantir que essas avaliações cumprem com todos os requisitos previstos no SCE e também dos requisitos previstos no anexo IV ao presente decreto-lei, devendo, no decurso do quarto ano realizar uma auditoria nos termos do referido anexo;

b) No caso dos demais edifícios ou frações abrangidos pelo SCE, e sem prejuízo das obrigações ali previstas, garantir a realização de uma auditoria energética a cada quatro anos, nos termos do anexo IV ao presente decreto-lei.

7 — As instalações, as frotas e os edifícios ou frações autónomas, bem como os demais equipamentos consumidores de energia, detidos por empresas não PME e que não se encontrem sujeitos aos regimes previstos nos n.ºs 4, 5 e 6, devem ser objeto de auditoria energética a cada quatro anos, nos termos do anexo IV ao presente decreto-lei.

8 — Sem prejuízo das periodicidades previstas no SG-CIE, RGCE Transportes e SCE, as auditorias periódicas mencionadas no n.º 1 são realizadas de oito em oito anos quando se verifique que as mesmas não são rentáveis, nos termos do n.º 2.

Artigo 13.º

Sistema de registo

1 — As empresas que não sejam PME devem registar-se junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), sendo-lhes atribuído um código de identificação ao qual é associada toda a informação relativa aos seus consumos totais de energia, com o objetivo de monitorizar a evolução dos referidos consumos.

2 — As empresas que não sejam PME devem ainda registar, de quatro em quatro anos, os seus consumos de energia relativos aos anos anteriores, ainda que, ao abrigo do n.º 8 do artigo anterior estejam dispensadas de realizar auditorias energéticas, bem como as auditorias energéticas realizadas nos termos do artigo anterior:

a) No portal do SGCIE, para as unidades industriais;

b) No portal do SCE, para edifícios de habitação e de comércio e serviços;

c) No portal do RGCE Transportes, para os transportes.

3 — O disposto no número anterior aplica-se independentemente de os consumidores de energia estarem sujeitos aos regimes de obrigação referidos nos n.ºs 4, 5 e 6 do artigo anterior.

Artigo 14.º

Técnicos responsáveis pela realização de auditorias energéticas

As auditorias previstas no artigo 12.º são realizadas por técnicos devidamente habilitados, nos seguintes termos,

independentemente de as empresas que não sejam PME estarem ou não sujeitas aos respetivos regimes jurídicos:

a) Sempre que as auditorias energéticas incluam instalações industriais ou equipamentos relacionados com transporte, devem estas ser realizadas por técnicos com as habilitações previstas na Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro;

b) Sempre que as auditorias energéticas incluam edifícios de habitação ou edifícios de comércio e serviços, devem estas ser realizadas por profissionais com a categoria PQ-I ou PQ-II, respetivamente, nos termos da Lei n.º 58/2013, de 20 de agosto.

Artigo 15.º

Contratos de gestão de eficiência energética

1 — A celebração, pelos organismos da administração central, regional ou local, de contratos de gestão de eficiência energética previstos no Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de fevereiro, deve ser feita com ESE qualificadas nos termos do regulamento previsto no n.º 2 do artigo 6.º do referido decreto-lei.

2 — Os contratos mencionados no número anterior devem seguir os requisitos definidos no caderno de encargos tipo aprovado pela portaria referida no n.º 5 do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de fevereiro.

3 — Na instauração de procedimentos para a celebração de contratos de serviços com uma forte componente energética, os organismos referidos no n.º 1 avaliam a adequação dos contratos de gestão de eficiência energética para a obtenção de economias de energia a longo prazo.

4 — O contrato de gestão de eficiência energética referido nos números anteriores tem como objetivo gerar reduções do consumo de energia, conforme previsto na portaria referida no n.º 2, que representem, para o contraente público, uma redução da despesa líquida equivalente a pelo menos 10 % dessas economias de energia, devendo, assim, os respetivos procedimentos ser promovidos como mecanismos de redução de despesa e não de criação de despesa adicional.

SECÇÃO V

Contagem e informação sobre faturação

Artigo 16.º

Contagem

1 — Os contadores dos consumos finais de eletricidade, gás natural, sistemas urbanos de aquecimento e ou de arrefecimento e água quente para uso doméstico, na medida em que seja tecnicamente viável, financeiramente razoável e proporcional às potenciais economias de energia, devem refletir com exatidão o consumo efetivo de energia e dar informações sobre o correspondente período real de utilização.

2 — São instalados contadores individuais nas seguintes situações:

a) Quando haja lugar à substituição dos contadores e tal seja tecnicamente viável ou rentável em relação às economias potenciais estimadas a longo prazo;

b) Quando for feita uma nova ligação num novo edifício ou em edifícios sujeitos a grandes intervenções, na aceção do Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto.

3 — Verificadas as condições económicas exigidas para a progressiva instalação de contadores inteligentes, previstas na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, que aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, bem como as regras relativas à disponibilização de informação, faturação e financiamento dos custos inerentes à respetiva instalação, devem as intervenções mencionadas no número anterior dar origem à instalação destes contadores.

4 — Nos edifícios servidos por uma rede de aquecimento urbano ou por uma central que sirva vários edifícios ou frações para aquecimento e arrefecimento ou para água quente, deve ser instalado um calorímetro ou um contador de água quente por cada edifício ou fração.

5 — Nos edifícios de habitação, nos edifícios mistos e nos edifícios de comércio e serviços alimentados por uma fonte de aquecimento ou arrefecimento central, por uma rede de aquecimento urbano ou por uma central que sirva vários edifícios, devem ser também instalados contadores individuais até 31 de dezembro de 2016 para medir o consumo de energia utilizada para produção de calor, de frio ou de água quente de cada fração, se tal for técnica e economicamente viável.

6 — Se a utilização de contadores individuais não for técnica ou economicamente viável para medir a energia utilizada para produção de calor, devem ser utilizados calorímetros individuais para medir o consumo de calor em cada radiador, a não ser que a instalação desses calorímetros não seja ela própria economicamente viável, caso em que deve recorrer-se a métodos alternativos de medição do consumo de calor, tais como estimativas ou indicadores de consumo em relação ao consumo global de energia.

Artigo 17.º

Informações sobre a faturação

1 — As informações sobre a faturação devem ser precisas e baseadas no consumo efetivo, em conformidade com o disposto no n.º 1 do anexo V ao presente decreto-lei, que dele faz parte integrante para todos os setores abrangidos pelo presente decreto-lei, sempre que tal seja tecnicamente viável e economicamente justificado.

2 — O disposto no número anterior pode ser cumprido através de um sistema de autoleitura regular pelos consumidores finais em que as leituras são comunicadas, a partir do contador, ao fornecedor de energia.

3 — Se o consumidor final não tiver comunicado a leitura do contador, a que se refere o número anterior, relativamente a um dado intervalo de faturação esta baseia-se no consumo estimado.

4 — A informação sobre a faturação de energia e o histórico de consumo do consumidor final devem ser disponibilizadas, a seu pedido, ao prestador de serviços energéticos.

5 — O consumidor final pode optar por informações sobre a faturação e por faturas em formato eletrónico e solicitar uma explicação clara e compreensiva sobre a forma como a fatura foi elaborada.

6 — Juntamente com a fatura, devem ser fornecidas todas as informações adequadas que permitam ao consumidor ter uma visão completa dos custos efetivos da energia, em conformidade com o disposto no anexo V ao presente decreto-lei, bem como, sempre que tal seja viável, a informação relativa ao impacte ambiental associado à energia consumida.

7 — As informações e as estimativas do custo da energia solicitadas pelo consumidor devem ser fornecidas em tempo útil, num formato facilmente compreensível e ajustado a cada segmento de consumo, que lhe permita comparar as diversas ofertas.

8 — Os consumidores finais que disponham de contadores inteligentes, nomeadamente os previstos no artigo 78.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, 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 início 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 final através da Internet ou da interface do contador, em relação aos 24 meses anteriores, ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior.

Artigo 18.º

Custo do acesso às informações sobre contagem e faturação

1 — Os consumidores finais devem receber gratuitamente todas as faturas e informações sobre faturação relativamente ao respetivo consumo de energia, e ter acesso adequado e gratuito aos dados referentes ao seu consumo.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, a repartição dos custos respeitantes às informações sobre o consumo individual de aquecimento e arrefecimento nos edifícios de habitação, nos edifícios mistos e nos edifícios de comércio e serviços, previsto no n.º 6 do artigo 16.º, é feita numa base não lucrativa.

3 — Os custos resultantes da atribuição a terceiro das tarefas de medição, repartição e contagem de consumo individual, na situação prevista no número anterior, podem ser faturados aos consumidores finais na medida em que os referidos custos forem razoáveis, exceto quando esteja em causa o consumo de energia elétrica e de gás natural.

Artigo 19.º

Sensibilização e informação

1 — As medidas para promover e facilitar uma utilização eficiente da energia pelos pequenos consumidores de energia estão previstas no PNAEE e incluem, nomeadamente, a realização de campanhas de sensibilização e informação.

2 — Para além das medidas previstas no número anterior, encontra-se igualmente prevista no PNAEE a possibilidade de recorrer a instrumentos financeiros, com a participação da banca e de outras entidades, para apoiar investimentos em eficiência energética.

3 — A verificar-se o benefício líquido positivo para o Sistema Elétrico Nacional que possibilite a instalação de contadores inteligentes, nos termos da portaria referida nos n.ºs 4 e 5 do artigo 78.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de

26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, são facultados meios para a sua promoção aos consumidores e às suas associações, através da comunicação de:

- a) Mudanças rentáveis e fáceis de realizar em matéria de utilização de energia;
- b) Informações sobre medidas de eficiência energética.

SECÇÃO VI

Planeamento e reporte de informação

Artigo 20.º

Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

1 — O PNAEE define, por períodos trienais, a estratégia nacional e os objetivos a atingir em matéria de eficiência energética, estabelecendo as medidas a executar pela administração central para realização desses objetivos.

2 — O PNAEE abrange as medidas significativas de melhoria da eficiência energética e as economias de energia esperadas e ou realizadas, com especial incidência nas medidas cuja relação custo-eficácia proporcionem as maiores economias de energia com menor período de recuperação do investimento, competindo, em especial, ao setor público a sua aplicação e publicitação dos resultados obtidos, nos termos previstos no anexo VI ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

3 — O PNAEE é elaborado pela DGEG e aprovado por resolução do Conselho de Ministros, sob proposta do membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 21.º

Outros planos de ação

Sem prejuízo do disposto na lei e no PNAEE, os organismos da administração central, regional e local, bem como os organismos de direito público detentores ou gestores de habitação social, podem promover, isoladamente ou em conjunto, planos de ação para a eficiência energética, abrangendo, designadamente:

- a) O estabelecimento de objetivos específicos do organismo ou organismos em questão;
- b) Medidas de promoção da eficiência energética a adotar no domínio dos edifícios;
- c) Medidas de promoção da eficiência energética a adotar na aquisição de bens e serviços;
- d) Medidas relativas à contratualização;
- e) Medidas de informação e sensibilização;
- f) Outras medidas a adotar, no âmbito das respetivas atribuições, no sentido de promover a eficiência energética.

Artigo 22.º

Reporte de informação

A DGEG apresenta à Comissão Europeia, até 30 de abril de cada ano, um relatório sobre os progressos realizados no cumprimento dos objetivos nacionais de eficiência energética, nos termos do anexo VII ao presente decreto-lei, que dele faz parte integrante.

CAPÍTULO III

Alterações legislativas em matéria de eficiência energética

Artigo 23.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril

Os artigos 6.º e 7.º do Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, passam a ter a seguinte redação:

«Artigo 6.º

[...]

1 — [...]:

a) Nas instalações com consumo de energia igual ou superior a 1000 tep/ano, com uma periodicidade de oito anos, sendo que a primeira destas auditorias deve ser realizada no prazo de quatro meses após o registo;

b) [...].

2 — [...].

3 — [...].

Artigo 7.º

[...]

1 — [...].

2 — [...].

3 — [...]:

a) No mínimo, uma melhoria de 6 % dos indicadores referidos na alínea a) do número anterior em oito anos, quando se trate de instalações com consumo intensivo de energia igual ou superior a 1000 tep/ano, ou melhoria de 4 % em oito anos para as restantes instalações; e

b) [...].»

Artigo 24.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto

Os artigos 15.º, 39.º e 47.º do Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto, passam a ter a seguinte redação:

«Artigo 15.º

[...]

1 — [...].

2 — [...].

3 — [...]:

a) [...]

b) [...]

c) Os certificados SCE para GES sujeitos a avaliação energética periódica, nos termos do artigo 47.º, têm um prazo de validade de oito anos.

4 — [...].

5 — [...].

6 — [...].

7 — [...].

8 — [...].

Artigo 39.º

[...]

1 — [...].

2 — [...].

3 — [...].

4 — [...].

5 — [...].

6 — [...].

7 — A avaliação energética periódica aos GES após a primeira avaliação referida no n.º 4, deve ser realizada de oito em oito anos, sendo a correção e tempestividade da avaliação comprovada pela:

a) [...]

b) Elaboração de um relatório de avaliação energética, acompanhado dos elementos comprovativos que suportem a análise, bem como de toda a informação que justifique as opções tomadas, devendo essa informação permanecer disponível, preferencialmente em formato eletrónico, por um período mínimo de oito anos.

8 — [...].

9 — [...].

10 — [...].

Artigo 47.º

[...]

1 — [...].

2 — [...].

3 — [...].

4 — A avaliação energética periódica aos GES deve ser realizada de oito em oito anos, sendo a correção e tempestividade da avaliação comprovada pela:

a) [...]

b) Elaboração de um relatório de avaliação energética, acompanhado dos elementos comprovativos que suportem a análise, bem como de toda a informação que justifique as opções tomadas, devendo essa informação permanecer disponível, preferencialmente em formato eletrónico, por um período mínimo de oito anos.

5 — [...].

6 — [...].

7 — [...].»

CAPÍTULO IV

Alterações legislativas ao regime jurídico da produção em cogeração

SECÇÃO I

Alterações ao regime jurídico da produção em cogeração

Artigo 25.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março

Os artigos 1.º, 4.º, 5.º, 6.º, 7.º, 9.º, 10.º, 11.º, 12.º, 13.º, 14.º, 17.º, 18.º, 19.º, 20.º, 21.º, 22.º, 23.º, 26.º, 27.º, 28.º, 29.º, 30.º, 31.º, 37.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de

março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, passam a ter a seguinte redação:

«Artigo 1.º

[...]

1 — O presente decreto-lei estabelece a disciplina da atividade de cogeração e procede à transposição para a ordem jurídica interna da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética, que altera as Diretivas n.ºs 2009/125/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, 21 de outubro de 2009, e 2010/30/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, e revoga as Diretivas n.ºs 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, e 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006.

2 — [Revogado].

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

5 — [Revogado].

Artigo 4.º

[...]

1 — [...]:

a) [...]

b) A modalidade especial, aplicável a cogeredores cujas instalações preencham os seguintes requisitos cumulativos:

i) A potência de injeção seja inferior ou igual a 20 MW;

ii) O título de controlo prévio da cogeração tenha sido obtido após prévia atribuição de potência de injeção de energia elétrica na rede elétrica de serviço público (RESP), nos termos do número seguinte.

2 — O membro do Governo responsável pela área da energia aprova, por portaria, os termos e condições para a atribuição de potência de injeção de energia elétrica em determinado ponto da RESP, e sua disciplina, tendo por referência o regime de acesso à rede aplicável no âmbito do regime de remuneração garantida da produção de eletricidade em regime especial, previsto no n.º 4 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e as especificidades da produção em cogeração.

3 — A portaria referida no número anterior é aprovada no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

4 — [Revogado].

5 — [Revogado].

6 — [Revogado].

7 — [Revogado].

8 — [Revogado].

9 — [Revogado].

10 — [Revogado].

11 — [Revogado].

12 — [Revogado].

Artigo 5.º

Duração da modalidade especial

1 — A modalidade especial do regime remuneratório vigora enquanto se mantiverem as condições da sua atribuição, pelo prazo de 120 meses após a emissão do

título de controlo prévio para a exploração da instalação de cogeração ou do título de exploração parcelar, consoante o caso, sendo este período prorrogado uma vez pela DGEG, por 60 meses, a pedido do cogedor, desde que se verifique a poupança de energia primária e, quando aplicável, desde que o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável devidos durante o período de prorrogação sejam revistos nos termos previstos na portaria a que se refere o n.º 4 do artigo 4.º-A, sem prejuízo da prorrogação adicional prevista no artigo 18.º-A, quando aplicável.

2 — [Revogado].

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

Artigo 6.º

[...]

1 — O cogedor pode mudar de regime remuneratório a qualquer momento, do especial para o geral, nos termos dos números seguintes e desde que preencha os requisitos aplicáveis à submodalidade de destino.

2 — O cogedor que se encontre enquadrado na modalidade especial do regime remuneratório pode mudar para qualquer submodalidade da modalidade geral, desde que cumpra os requisitos aplicáveis à submodalidade de destino, apenas podendo regressar à modalidade de origem após, pelo menos, dois anos de permanência na modalidade geral.

3 — [Revogado].

4 — O procedimento de mudança de modalidade previsto nos n.ºs 1 e 2, nomeadamente as matérias relativas à sua admissibilidade, ao prazo de pré-aviso mínimo e à data de produção de efeitos daquela, é estabelecido em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

5 — A mudança de modalidade de regime remuneratório a que se referem os números anteriores não interrompe ou suspende a contagem dos prazos iniciais que se encontrem em curso nos termos dos artigos 5.º ou 5.º-A.

6 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, consideram-se suspensos os efeitos do contrato celebrado com o CUR ao abrigo do artigo 5.º, devendo o cogedor, quando mude da modalidade especial do regime remuneratório para a submodalidade A da modalidade geral do regime remuneratório, celebrar novo contrato com o CUR, nos termos do disposto no artigo 5.º-A.

Artigo 7.º

Controlo prévio da produção em cogeração

1 — O exercício da atividade de produção em cogeração é livre, podendo ser exercida por pessoas singulares ou coletivas, de direito público ou privado, sem prejuízo da sujeição a controlo prévio para a instalação e exploração da respetiva instalação, nos termos do presente decreto-lei.

2 — Os títulos do controlo prévio variam de acordo com a dimensão da instalação de cogeração, nos seguintes termos:

a) Registo da instalação da cogeração e correspondente certificado de exploração, no caso da microcogeração, independentemente do regime remuneratório aplicável;

b) Comunicação prévia com prazo e correspondente certificado de exploração, no caso da cogeração de pequena dimensão não enquadrada no regime remuneratório especial;

c) Licença de produção e correspondente licença de exploração, nos demais casos.

3 — Sem prejuízo do cumprimento das normas da concorrência e do estabelecido no presente decreto-lei, é permitida a acumulação pelo mesmo cogrador de títulos de controlo prévio para a produção em cogeração.

4 — A cada cogeração corresponde um título de controlo prévio para a totalidade da unidade de cogeração.

5 — A exploração em regime industrial de cada um dos grupos geradores que, nos termos do título de controlo prévio para a instalação, compõem a cogeração, pode ser autorizada temporariamente por título parcelar de exploração, relativo ao grupo a que respeita, sendo o último respeitante à totalidade da cogeração concedido a título definitivo.

6 — Os procedimentos aplicáveis à atribuição, alteração e extinção dos títulos de controlo prévio previstos nas alíneas a) e b) do n.º 2, são estabelecidos em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta o regime previsto no presente decreto-lei para as licenças de produção e de exploração, aplicável com as necessárias adaptações.

Artigo 9.º

[...]

1 — A atribuição dos títulos de controlo prévio, incluindo a pronúncia sobre as comunicações prévias com prazo, para a produção em cogeração é competência:

a) Do membro do Governo responsável pela área da energia, no caso de instalações com potência elétrica instalada superior a 10 MW;

b) Do diretor-geral de energia e geologia, no caso de instalações com potência elétrica instalada inferior ou igual a 10 MW.

2 — É ainda competência do diretor-geral de energia e geologia a atribuição de potências de injeção na RESP e da licença de exploração ou certificado de exploração, bem como os demais atos de autorização previstos no presente decreto-lei.

3 — Cabe à DGEG conduzir a instrução e a coordenação dos procedimentos de licenciamento ou autorização previstos no presente decreto-lei.

4 — [Revogado].

Artigo 10.º

Requisitos para atribuição de títulos de controlo prévio

1 — A atribuição dos títulos de controlo prévio para a produção em cogeração depende:

a) Da existência de condições de ligação à RESP adequadas à capacidade de receção de eletricidade, nos termos do disposto no número seguinte, nos casos em que a cogeração seja ligada à RESP;

b) [...]

c) Do cumprimento da legislação e regulamentação aplicável no que respeita à ocupação do solo, à loca-

lização, à proteção do ambiente, à proteção da saúde pública e à segurança das populações;

d) Do balanço custo-benefício favorável, baseado em análise realizada nos termos do n.º 2 do anexo V do presente decreto-lei, sempre que se trate de uma cogeração cuja potência térmica total seja superior a 20 MW;

e) Da poupança de energia primária, da produção de calor útil e da eficiência global da cogeração, calculadas ou apuradas nos termos do presente decreto-lei.

2 — Para efeitos do disposto na alínea a) do número anterior, considera-se que existem condições de ligação à RESP quando:

a) O operador da RNT ou da RND, conforme o caso, a que a cogeração pretenda ligar-se tenha emitido parecer favorável, nos 6 meses anteriores ao pedido de atribuição do título de controlo prévio para a instalação da cogeração, nos casos em que a modalidade de regime de remuneração escolhida seja a geral;

b) A DGEG tenha atribuído potência de injeção de energia elétrica na RESP, nos termos da portaria referida na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º, nos casos em que a modalidade de regime de remuneração pretendida seja a especial

3 — Para os efeitos do disposto na alínea a) do n.º 1, verifica-se inadequação da capacidade de receção de energia elétrica na RESP quando a potência a injetar nos termos da alínea a) do n.º 1 exceda a capacidade total no ponto de ligação pretendido, tendo em conta o disposto no número seguinte, exceto quando, sendo possível efetuar um reforço da rede, o cogrador suporte os respetivos custos.

4 — Na sequência de pedido do promotor, o parecer referido na alínea a) do n.º 2 é prestado pelo operador da RNT, para cogerações com potência elétrica superior a 50 MW, ou pelo operador da RND, nos restantes casos, tendo em conta as indicações constantes do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) ou o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD), consoante aplicável.

5 — O parecer referido no número anterior é entregue ao promotor no prazo de 44 dias úteis, ou de 88 dias úteis para projetos que impliquem uma consulta ao outro operador da rede interligada, contados a partir da data da apresentação do pedido e mediante o pagamento de um preço pelo serviço prestado, a estabelecer no Regulamento das Relações Comerciais.

6 — As instalações de cogeração que utilizem combustíveis com coeficientes de emissão iguais ou inferiores aos do gás natural têm prioridade na obtenção de condições de ligação à RESP, nos mesmos termos da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, mas sem dificultar o acesso à rede da eletricidade de origem renovável.

7 — [Revogado].

8 — [Revogado].

Artigo 11.º

[...]

1 — Os encargos e condições comerciais de ligação às redes de instalações de cogeração são estabelecidos

no Regulamento de Relações Comerciais aprovado pela ERSE.

2 — O cogrador é responsável pelos custos de ligação.

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

Artigo 12.º

Acesso e funcionamento das redes

1 — Os operadores da RESP devem proporcionar aos cogradores, de forma não discriminatória e transparente e com base em tarifas aplicáveis a todos os utilizadores das redes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, o acesso prioritário ou garantido às respetivas redes da eletricidade produzida em cogerações de elevada eficiência, nos mesmos termos aplicáveis à eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis mas sem dificultar o acesso à rede da eletricidade de origem renovável.

2 — No intuito de simplificar e encurtar os procedimentos de autorização para ligação, os operadores da RESP podem facilitar, de modo especial, a ligação à rede de instalações de cogeração de elevada eficiência a partir de unidades de pequena dimensão e da microcogeração, adotando, sempre que possível, processos de notificação simples do tipo «instalação e informação» aplicáveis à microcogeração.

3 — Sempre que adequado, os operadores da RNT e RND incentivam a instalação da cogeração de elevada eficiência na proximidade de zonas em que exista procura, de modo a reduzir os encargos relativos à ligação e à utilização das redes.

4 — Os operadores da RESP devem tomar medidas operacionais adequadas para prevenir ou minimizar o estabelecimento de limitações ao transporte e distribuição de eletricidade proveniente de cogerações.

5 — Quando, por razões relacionadas com a segurança e fiabilidade das redes ou com a segurança do abastecimento, sejam impostas limitações significativas ao transporte e distribuição da eletricidade proveniente de cogerações, tais limitações devem ser reportadas de forma imediata pelo operador da rede à DGEG com a indicação das medidas corretivas que serão adotadas.

6 — No exercício das suas competências, a ERSE, os operadores da RNT e RND e a DGEG devem assegurar que as tarifas de rede e a regulamentação das redes preencham os critérios previstos no anexo VI e requisitos da legislação em vigor sobre a eficiência energética e designadamente as orientações e os códigos desenvolvidos por força do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade.

7 — Para além das obrigações previstas no n.º 1, os operadores da RESP devem satisfazer os requisitos previstos no anexo VII.

8 — Sempre que seja técnica e economicamente viável tendo em conta o modo de exploração da instalação de cogeração de elevada eficiência, o respetivo cogrador pode oferecer serviços de sistema aos operadores da RNT e RND, devendo tais serviços ser contratados através de um processo de concurso transparente, não discriminatório e passível de controlo.

Artigo 13.º

Plataforma eletrónica do controlo prévio da cogeração

1 — Todos os pedidos, comunicações e notificações, incluindo peças gráficas ou, em geral, quaisquer declarações relacionadas com o controlo prévio das instalações de cogeração, entre os interessados e outros intervenientes no procedimento, devem ser efetuados por meios eletrónicos, através dos sítios de Internet que disponibilizam o Portal da DGEG, sem prejuízo da sua interconexão com o Portal do Cidadão e o Portal da Empresa.

2 — A plataforma referida no número anterior assegura:

a) O recurso a meios de autenticação segura, designadamente através do cartão de cidadão ou da chave móvel digital, nos termos do artigo 4.º da Lei n.º 37/2014, de 26 de junho;

b) A disponibilização de informação e dados em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, nos termos da Lei n.º 36/2011, de 21 de junho;

c) A interligação com a plataforma de interoperabilidade da Administração Pública e com o sistema de pesquisa online de informação pública a que se refere o do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

3 — No âmbito dos procedimentos administrativos previstos neste decreto-lei, os requerentes podem solicitar a dispensa da apresentação dos documentos em posse de qualquer serviço ou organismo da Administração Pública, nos termos do artigo 28.º-A do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

Artigo 14.º

[...]

1 — [...].

2 — [...]:

a) [...]

b) Informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede, nos termos do n.º 3, ou, no caso previsto na segunda parte da alínea b) do n.º 2 do artigo 10.º, cópia da notificação comunicando a atribuição de potência de injeção na RESP, quando o requerente pretenda ligar-se à RESP;

c) [...]

d) Demonstração do cálculo da poupança de energia primária, conforme o anexo III, bem como, sempre que se trate de uma cogeração cuja potência térmica total seja superior a 20 MW, o resultado de uma avaliação dos custos e dos benefícios relativos ao funcionamento da instalação como cogeração de elevada eficiência com base em análise custo-benefício realizada nos termos do n.º 2, do anexo V;

e) Demonstração da fração de consumo de energia primária de fonte renovável, quando aplicável;

f) [...]

g) [...]

h) Declaração de impacte ambiental (DIA) favorável ou favorável condicionada ou decisão de conformidade

ambiental do projeto de execução, conforme aplicável nos termos do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, ou decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais (DInCA), quando legalmente exigível;

i) [Revogada];

j) Quando a instalação de produção em cogeração implique a realização de operação urbanística sujeita a controlo prévio nos termos do Decreto-Lei n.º 555/99, de 16 de dezembro, que estabelece o regime jurídico da urbanização e edificação (RJUE), projeto de arquitetura aprovado ou informação prévia favorável, requerida nos termos do n.º 2 do artigo 14.º do RJUE.

3 — Nos casos previstos na alínea j) do número anterior, não pode ser emitido o alvará de licença ou apresentada a comunicação prévia de operação urbanística, sem que seja emitida a licença de produção em cogeração.

4 — [Antigo n.º 3].

5 — A portaria prevista no n.º 2 do artigo 4.º pode determinar que elementos instrutórios do pedido de atribuição de licença de produção sejam apresentados antecipadamente, no âmbito da instrução do procedimento para atribuição do ponto de receção.

Artigo 17.º

[...]

1 — [...].

2 — Para efeitos do fornecimento referido na alínea b) do número anterior, o cogrador pode estabelecer linhas diretas próprias para o abastecimento de terceiros, ou linhas internas para abastecimento próprio, as quais não integram a RÊSP.

3 — [...].

Artigo 18.º

[...]

1 — [...].

a) [...]

b) Quando aplicável, estabelecer contratos de venda total ou parcial e aquisição de energia elétrica com os clientes finais ou com os comercializadores ou, se for caso disso, com o CUR, sendo que o regime de opção pela modalidade especial exclui a modalidade geral, exceto nos fornecimentos de energia elétrica a cliente ou clientes diretamente ligados a instalação de cogeração;

c) [...]

d) Cumprir as regras estabelecidas para a injeção de energia reativa no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição e do Regulamento de Relações Comerciais, sem prejuízo do direito previsto na alínea f) do n.º 1 do artigo anterior;

e) [...]

f) Requerer a atribuição de licença de produção para a realização de alterações ou renovações substanciais à cogeração;

g) Comunicar previamente à DGEG a realização de quaisquer alterações ao centro eletroprodutor que não se reconduzam às alterações previstas na alínea anterior.

2 — [...].

3 — [...].

4 — [...].

Artigo 19.º

[...]

1 — [...].

2 — [...].

3 — Para as instalações de cogeração com potência elétrica superior a 20 MW, a transmissão de licença de produção segue o regime previsto para a produção em regime ordinário constante do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Artigo 20.º

[...]

Sem prejuízo do disposto no presente decreto-lei, é aplicável à produção em cogeração, com as necessárias adaptações e nomeadamente as decorrentes do previsto no artigo anterior, o disposto nos artigos 15.º, 18.º, 20.º-A, 20.º-B, 21.º, 23.º, 24.º, 25.º, 26.º, 27.º, 28.º e 30.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Artigo 21.º

[...]

1 — Qualquer produtor de eletricidade em instalações de cogeração de elevada eficiência pode solicitar à entidade emissora de garantias de origem (EEGO) a emissão de garantia de origem referente à eletricidade produzida em cogeração.

2 — [Revogado].

3 — [...].

a) A comprovar que a quantidade de eletricidade vendida é produzida em cogeração de elevada eficiência;

b) [...].

4 — [...].

5 — [...].

a) [...]

b) [...]

c) A quantidade e a utilização do calor produzido em combinação com a eletricidade;

d) [...]

e) A quantidade de eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, nos termos do anexo II, que é coberta pela garantia de origem;

f) A poupança de energia primária, calculada de acordo com o anexo III, com base nos valores de referência harmonizados em matéria de eficiência, estabelecidos nos termos do referido anexo;

g) A eficiência elétrica e térmica nominal da instalação de cogeração;

h) Se, e em que medida, a instalação beneficiou de apoio ao investimento;

i) Se, e em que medida, a unidade de energia beneficiou por qualquer outra via de um regime de apoio nacional, e o tipo de regime de apoio;

j) A identidade, localização, tipo e capacidade (térmica e elétrica) da instalação de cogeração em que a energia foi produzida e a data da sua entrada em serviço;

l) A data de emissão, o número de identificação único e a entidade emissora da garantia de origem.

6 — A garantia de origem deve ter um formato normalizado de 1 MWh, correspondente à produção líquida de eletricidade medida à saída da instalação e exportada para a rede.

7 — (Anterior n.º 6.)

8 — (Anterior n.º 7.)

9 — Os prémios e a tarifa de referência previstos no artigo 4.º-A apenas são pagos contra a entrega ao CUR de garantias de origem emitidas pela EEGO, a pedido do cogrador, devendo reverter para a EEGO.

10 — O disposto no n.º 1 não obsta à obtenção pela cogeração renovável da garantia de origem prevista no Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, no que respeita à energia de fonte renovável.

Artigo 22.º

[...]

1 — Qualquer produtor de eletricidade em instalações de cogeração eficiente, quando enquadrado na modalidade especial do regime remuneratório, deve solicitar à EEGO a emissão de certificado de origem referente à eletricidade produzida em cogeração eficiente.

2 — É aplicável ao certificado de exploração, com as necessárias adaptações, o disposto no artigo anterior, à exceção do disposto no n.º 4.

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

Artigo 23.º

Entidade responsável pela emissão das garantias e certificados de origem

1 — As competências relativas à emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem são cometidas à EEGO, nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 — Cabe à DGEG exercer as atribuições e competências de EEGO, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 — As competências relativas à emissão e acompanhamento de garantias e certificados de origem podem ser exercidas por entidade terceira, selecionada mediante procedimento concursal, nos termos a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 26.º

Potencial nacional de cogeração de elevada eficiência e análise custo-benefício

1 — Compete à DGEG promover e concluir, até 31 de outubro de 2015, uma avaliação exaustiva das potencialidades em matéria de aplicação da cogeração de elevada eficiência, incluindo a microcogeração de elevada eficiência, da qual devem constar as informações previstas no anexo VIII da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012.

2 — [...].

3 — A avaliação a que se refere o n.º 1 é acompanhada de uma análise de custo-benefício que abranja a totalidade do território, tendo em conta as condições climáticas, a viabilidade económica e a adequação técnica, nos termos da parte 1 do anexo V, e permita identificar as soluções mais eficazes, em termos de recursos e de custos, para responder às necessidades de aquecimento e arrefecimento, devendo a tal análise estar integrada numa avaliação ambiental realizada ao abrigo da Di-

retiva n.º 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de junho de 2001, relativa à avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente.

4 — Caso a avaliação e análise a que se referem os n.ºs 1 e 3 revelem potencialidades em matéria de aplicação de cogeração de elevada eficiência e de aquecimento e arrefecimento urbano eficientes cujos benefícios excedam os custos, o membro do Governo responsável pela área da energia promove a adoção de medidas adequadas para permitir o desenvolvimento de infraestruturas eficientes de aquecimento e arrefecimento urbano e ou da cogeração de elevada eficiência, bem como a utilização de um sistema de aquecimento e arrefecimento provenientes da produção de calor residual e de fontes de energia renováveis.

5 — Caso a avaliação e análise a que se referem os n.ºs 1 e 3 não revelem potencialidades cujos benefícios excedam os custos, incluindo os custos administrativos de realização da análise de custo-benefício, o membro do Governo responsável pela área da energia promove a adoção de medidas que podem consistir na isenção da análise custo-benefício para novas instalações industriais ou redes de aquecimento ou arrefecimento.

6 — O relatório da avaliação mencionada no n.º 1 é comunicado à Comissão Europeia até 31 de dezembro de 2015.

Artigo 27.º

[...]

1 — Cabe à DGEG assegurar o cumprimento, em tempo, das obrigações em matéria de elaboração, divulgação e transmissão de relatórios e informação estatística previstas, designadamente, no artigo 10.º da Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro, bem como no n.º 6 do artigo 24.º da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012.

2 — [...].

3 — [...].

Artigo 28.º

[...]

1 — [...].

2 — [...].

3 — [...].

a) [...]

b) A facilitar o acesso às instalações de produção para o bom desempenho das funções inerentes à emissão e verificação das garantias e certificados de origem;

c) A permitir a realização, prestando a colaboração necessária, de ações de auditoria e monitorização das instalações de cogeração e dos equipamentos de produção e medição de energia, bem como do combustível utilizado e da respetiva fração renovável.

Artigo 29.º

[...]

1 — Compete à DGEG a fiscalização técnica relativa ao exercício da atividade de cogeração prevista no presente decreto-lei.

2 — No âmbito das suas competências de fiscalização, a DGEG pode realizar auditorias e inspeções.

3 — Para efeitos do disposto no presente artigo, o cogedor está obrigado:

- a) [...]
- b) [...].

4 — O disposto no presente artigo é aplicável às unidades utilizadoras da eletricidade ou da energia térmica proveniente de uma cogeração e a ela diretamente ligadas, sempre que esta seja objeto de auditoria ou inspeção.

Artigo 30.º

[...]

1 — As auditorias previstas no presente decreto-lei são efetuadas por auditores devidamente habilitados e reconhecidos nos termos previstos na lei.

2 — [...].

3 — O estatuto dos auditores de instalações de cogeração consta de lei.

4 — [...].

Artigo 31.º

Contraordenações

1 — [...]:

- a) [...]
- b) [...]

c) De € 500 a € 10 000, a infração do disposto nas alíneas a) a d) do n.º 1 do artigo 18.º, no n.º 4 do artigo 19.º-A, nos n.ºs 1 e 2 do artigo 19.º-B e nas alíneas b) e c) do n.º 3 do artigo 28.º;

d) De € 4000 a € 44 800, o exercício da atividade de cogeração sem o respetivo título e a infração do disposto no n.º 2 do artigo 18.º-A.

2 — [...].

3 — A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas reduzidos para metade.

4 — Com respeito às infrações do disposto nas alíneas a) a d) do n.º 1 do artigo 18.º e das alíneas b) e c) do n.º 3 do artigo 28.º, a tentativa é punível, com a coima aplicável à contraordenação consumada, especialmente atenuada.

5 — Os processos de contraordenação previstos no presente decreto-lei são instruídos pela DGEG, cabendo ao diretor-geral da DGEG a aplicação das coimas e sanções acessórias.

6 — (*Anterior n.º 5.*)

Artigo 37.º

[...]

1 — Pelos atos previstos no presente decreto-lei relativos ao procedimento de controlo prévio são devidas taxas nos termos previstos em portaria aprovada pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia.

2 — Os valores das taxas, sua incidência, liquidação, cobrança e modo de pagamento são definidos na portaria mencionada no número anterior.

3 — As taxas referidas nos números anteriores constituem receita própria da DGEG e são liquidadas e cobradas por esta, preferencialmente através da Plataforma de Pagamentos da Administração Pública, nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

4 — As taxas são pagas no prazo de 10 dias após notificação para pagamento, sempre que não esteja prevista a autoliquidação.

5 — A cobrança coerciva da dívida proveniente da falta de pagamento da taxa segue as regras do processo de execução fiscal, servindo de título executivo a certidão passada pela DGEG.»

Artigo 26.º

Alteração aos anexos III e IV ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março

Os anexos III e IV ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, são alterados com a redação constante do anexo VIII ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

Artigo 27.º

Aditamento ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março

São aditados ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, os artigos 2.º-A, 4.º-A, 4.º-B, 4.º-C, 5.º-A, 12.º-A, 12.º-B, 18.º-A, 19.º-A, 19.º-B, com a seguinte redação:

«Artigo 2.º-A

Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, considera-se:

a) ‘Calor útil’, a parte da energia térmica produzida num processo de cogeração a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

b) ‘CIEG’, os custos de interesse económico geral, ou seja, que decorrem de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral;

c) ‘Cogeração’, a produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia elétrica e, ou se for o caso, mecânica;

d) ‘Cogeração eficiente’, a produção em cogeração não enquadrável na alínea seguinte, mas em que haja poupança de energia primária;

e) ‘Cogeração de elevada eficiência’, a produção em cogeração que tenha uma poupança de energia primária de, pelo menos, 10 % relativamente à produção separada de eletricidade e calor, bem como a cogeração de pequena dimensão e a microcogeração, de que resulte uma poupança de energia primária, sendo a poupança, em qualquer dos casos, calculada de acordo com a metodologia do anexo III;

f) ‘Cogeração de pequena dimensão’, a instalação de cogeração com uma potência instalada inferior a 1 MW;

g) ‘Cogeração renovável’, a cogeração em que a energia primária consumida tem origem, parcial ou integralmente, em fontes de energia renováveis, tal como

definidas no artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto;

h) ‘Cogerador’, a entidade que detém o título do controlo prévio da produção em cogeração;

i) ‘Comercializador de último recurso (CUR)’, a entidade referida no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro;

j) ‘Eficiência global’, o total anual da produção de energia elétrica e mecânica e da produção de calor útil dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor num processo de cogeração e na produção bruta de energia elétrica e mecânica, sendo a eficiência calculada com base no poder calorífico líquido dos combustíveis (também denominado poder calorífico inferior);

k) ‘Instalação ou unidade de cogeração’, a instalação capaz de operar em modo de cogeração;

l) ‘Melhoria da eficiência energética’, o aumento de eficiência energética resultante de mudanças tecnológicas, comportamentais ou económicas;

m) ‘Microcogeração’, a cogeração de pequena dimensão cuja potência instalada máxima seja inferior a 50 kW;

n) ‘Poupança de energia’, a quantidade de energia economizada, determinada pela medição e ou estimativa do consumo antes e após a aplicação de uma medida de melhoria da eficiência energética, garantindo simultaneamente a normalização das condições externas que afetam o consumo de energia;

o) ‘Poupança de energia primária’, a poupança de energia calculada de acordo com a metodologia fixada no anexo III ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante;

p) ‘Procura economicamente justificável’, a procura que não excede as necessidades de calor ou frio e que, se não fosse utilizada a cogeração, seria satisfeita nas condições do mercado mediante outros processos de produção de energia;

q) ‘Promotor’, o requerente da atribuição de um ponto de ligação ou receção na rede, ou de um título de controlo prévio para a instalação ou autorização prevista no presente decreto-lei;

r) ‘Renovação substancial’, a renovação cujo custo seja superior a 50 % do custo do investimento numa nova unidade comparável;

s) ‘Unidade de utilização associada’, a unidade industrial, de serviços ou outra, que seja abastecida pela energia produzida em autoconsumo na instalação de cogeração, desde que esta seja detida, direta ou indiretamente, pelo titular ou titulares daquela unidade.

Artigo 4.º-A

Modalidade especial do regime remuneratório

1 — A remuneração da energia fornecida pelo cogerador de uma instalação enquadrada na modalidade especial do regime remuneratório, nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo anterior, efetua-se nos termos seguintes:

a) Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda é o que resultar dos contratos livremente celebrados entre o cogerador e o cliente ou

clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;

b) Fornecimentos de energia elétrica ao CUR, sendo que o preço de venda da energia ativa é igual a uma tarifa de referência, a que acresce, quando aplicável:

i) Um prémio de elevada eficiência, calculado em função da poupança de energia primária realizada na cogeração quando esta seja de elevada eficiência;

ii) Um prémio de energia renovável, em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos na cogeração renovável, independentemente da eficiência da instalação.

2 — Se, durante o período de atribuição da tarifa de referência, a instalação de produção passar a utilizar energia primária renovável ou a ser considerada de elevada eficiência, pode aquela beneficiar dos prémios, consoante aplicável, enumerados na alínea b) do número anterior pelo período remanescente, devendo para tal demonstrar a verificação das referidas alterações nos termos do artigo 18.º-A.

3 — Os pagamentos da tarifa de referência, do prémio de elevada eficiência e do prémio de energia renovável ficam sujeitos à condição de a eletricidade produzida em cogeração e o calor residual serem efetivamente utilizados para realizar economias de energia primária.

4 — A tarifa de referência, do prémio de elevada eficiência e do prémio de energia renovável são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora para os Serviços Energéticos (ERSE).

5 — O prémio de elevada eficiência pode ser diferenciado segundo a poupança de energia primária obtida pela instalação de cogeração, a tecnologia utilizada e o tipo de energia primária.

6 — O prémio de energia renovável pode ser diferenciado segundo a percentagem de energia primária consumida com origem em fontes de energia renováveis.

7 — A tarifa de referência, o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável são contratados e pagos pelo CUR, nos termos a estabelecer na portaria prevista no n.º 4.

8 — A tarifa de referência, o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável não são devidos durante o período de ensaios da instalação de cogeração, cabendo ao cogerador comunicar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e ao CUR a data em que termine esse período.

9 — O CUR é ressarcido através da tarifa de uso global do sistema, nos termos do disposto no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, 23 de agosto.

10 — Tendo em conta a natureza específica da cogeração, a tarifa de referência, o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável devem refletir os benefícios ambientais, as perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição e o perfil horário de funcionamento da produção de energia elétrica, que no seu conjunto refletem a síntese da distinção do contributo global da cogeração para a poupança de energia primária.

11 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, o valor dos prémios de elevada eficiência e de energia renovável, atribuídos cumulativa ou individualmente a uma instalação de cogeração, não pode exceder o montante de € 7,5/MWh.

Artigo 4.º-B

Modalidade geral do regime remuneratório

1 — A modalidade geral do regime remuneratório compreende duas submodalidades, denominadas A e B, em que:

a) A submodalidade A integra as cogerações com potência de injeção à rede igual ou inferior a 20 MW que operam em modo de autoconsumo da eletricidade produzida, sendo a energia não consumida entregue ao CUR, nos termos do n.º 3;

b) A submodalidade B integra as cogerações que operam em regime de venda, total ou parcial, de eletricidade produzida em mercados organizados ou mediante contratos bilaterais.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, considera-se que a cogeração opera em modo de autoconsumo quando a energia elétrica produzida, para além da utilizada nos serviços auxiliares, se destine ao abastecimento de uma unidade de utilização associada, e a energia térmica se destine ao próprio cogrador ou seja fornecida a terceiros.

3 — A energia produzida ao abrigo da alínea a) do n.º 1, que não seja consumida na unidade de utilização associada, pode ser vendida ao CUR, nos termos a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sem prejuízo do disposto no artigo 5.º-A.

4 — O produtor que não pretenda celebrar contrato de venda da eletricidade com o CUR, nos termos do presente artigo, preferindo estabelecer outro tipo de relacionamento comercial, designadamente, a venda em mercados organizados ou mediante contrato bilateral da eletricidade não consumida na instalação de utilização associada à instalação de cogeração, deve enquadrar-se na submodalidade B da modalidade geral do regime remuneratório.

5 — As instalações de cogeração destinadas a autoconsumo ou cujas instalações de utilização associadas consomem a energia produzida por aquelas, ao abrigo de qualquer submodalidade, e que se encontrem ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após a obtenção do título que habilita a entrada em exploração, calculada nos termos do artigo seguinte.

6 — Na submodalidade B da modalidade geral, a remuneração da energia fornecida pelos cogradores é efetuada através de:

a) Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda é o que resultar dos contratos celebrados entre o cogrador e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;

b) Fornecimentos de energia elétrica a cliente ou clientes diretamente ligados à instalação de cogeração, em que o preço de venda é o que for livremente estabelecido entre as partes, não incidindo sobre estes fornecimentos tarifas de acesso às redes, com exceção da tarifa de uso global do sistema, nos termos a prever em regulamentação da ERSE;

c) Fornecimentos de energia elétrica através da celebração de contratos bilaterais com clientes ou comercializadores, em que o preço de venda é o que for livremente estabelecido entre as partes;

d) Fornecimentos em mercados organizados, em que o preço é o que resultar das vendas realizadas nesses mercados.

Artigo 4.º-C

Pagamento de compensação pelas instalações de cogeração em autoconsumo

1 — A compensação referida no n.º 5 do artigo anterior, devida pelas instalações de cogeração destinadas a autoconsumo ou cujas instalações de utilização associadas consomem a energia produzida por aquelas, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$CCOG_{\alpha,t} = PCOG \times VCIEG_{\alpha,t} \times Kt$$

Sendo:

a) ‘ $CCOG_{\alpha,t}$ ’ — A compensação paga, em euros, no mês m por cada kW de potência instalada, num dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção em autoconsumo através de uma instalação de cogeração;

b) ‘ $PCOG$ ’ — O valor da potência elétrica instalada da instalação de cogeração, constante no respetivo certificado ou licença de exploração;

c) ‘ $VCIEG_{\alpha,t}$ ’ — O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva instalação de cogeração, medido em € por kW, para um dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, apurado no ano ‘ t ’ nos termos do número seguinte;

d) ‘ Kt ’ — O coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao ‘ $VCIEG_{\alpha,t}$ ’ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das instalações de cogeração com potência elétrica instalada igual ou inferior a 20 MW no Sistema Elétrico Nacional, no ano ‘ t ’;

e) ‘ t ’ — O ano de emissão do título de exploração da respetiva instalação de cogeração;

f) ‘ α ’ — Nível de tensão ou tipo de fornecimento, podendo ser muito alta tensão (MAT), a alta tensão (AT), a média tensão (MT), a baixa tensão especial (BTE), a baixa tensão normal com potência contratada igual ou superior a 20,7 kVA (BTN \geq) e a baixa tensão normal com potência contratada inferior a 20,7 kVA (BTN $<$).

2 — O ‘ $VCIEG_{\alpha,t}$ ’ referido na alínea c) do número anterior é calculado com base na seguinte expressão:

$$VCIEG_{\alpha,t} = n=02CIEGi(t-n)_{p_{x13}} + n=02CIEGi,h(t-n)_{e_{x13 \times 4,50012}}$$

Em que:

a) ‘ $CIEGi$ ’ — Corresponde ao somatório do valor das parcelas ‘ i ’ do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente na alínea c), medido em € por kW, para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários, publicados pela ERSE para o ano ‘ $t-n$ ’;

b) ‘ $CIEGi,h$ ’ — Corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários ‘ h ’ de cada uma das parcelas ‘ i ’ dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i), e j), medido em € por

kWh, para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários, publicados pela ERSE para o ano «t-n»;

c) 'i' — Refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

d) 'h' — Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

e) 't' — Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva instalação de cogeração.

3 — O coeficiente de ponderação 'Kt', referido na alínea d) do n.º 1 assume os seguintes valores:

a) 'Kt' = 50 %, caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas exceda 7,5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

b) 'Kt' = 30 %, caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas se situe entre os 5 % e 7,5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

c) 'Kt' = 0 %, caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas seja inferior a 5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN.

4 — A verificação dos limiares referidos no número anterior é feita pela DGEG para cada ano civil tendo por base os valores de potência instalada, devendo ser comunicada à ERSE até 30 de setembro do ano anterior.

Artigo 5.º-A

Contrato com o CUR no âmbito da submodalidade A do regime remuneratório geral

1 — Preenchidos os requisitos do n.º 3 do artigo 4.º-B, o CUR, quando o produtor o solicite, contrata com este a compra da eletricidade proveniente da cogeração e que não seja consumida pela unidade de utilização associada.

2 — O contrato de compra e venda referido no número anterior deve prever, nomeadamente, os seguintes termos e condições:

a) O prazo máximo de 10 anos, renovável por períodos de cinco anos, salvo quando haja oposição à renovação por qualquer das partes com 60 dias de antecedência, a exercer por escrito e nos termos dos números seguintes, ou se verificarem outras causas de extinção do contrato;

b) A remuneração da energia adquirida pelo CUR, a qual é determinada de acordo com o disposto no presente decreto-lei e na portaria prevista no n.º 3 do artigo 4.º-B;

c) A periodicidade da faturação pelo CUR, a qual não pode ser superior a dois meses.

3 — Sem prejuízo do disposto na alínea a) do número anterior, o CUR opõe-se à renovação do prazo inicial ou de prorrogação do contrato de compra e venda quando a DGEG, por razões relacionadas com a sustentabilidade do SEN ou política energética, determine, mediante despacho devidamente fundamentado, a não renovação dos contratos que se encontrem em vigor.

4 — O despacho referido no número anterior é homologado pelo membro do Governo responsável pela área da energia e publicitado no sítio na Internet da DGEG.

Artigo 12.º-A

Exploração e inspeções

1 — As operações de exploração, manutenção e reparação no ramal de interligação são efetuadas pelo operador da rede que recebe a energia, o qual, se necessário e em qualquer momento, tem acesso a esse ramal e ao órgão de manobra que permite desligar o sistema de produção da rede recetora.

2 — Quando a energia produzida na instalação de cogeração seja transacionada no âmbito de contratos bilaterais, devem os mesmos contratos a celebrar entre o produtor e o operador da rede que recebe a energia indicar quais os interlocutores a que cada uma das partes se deve dirigir no caso de pretender efetuar qualquer intervenção.

3 — A exploração do sistema de produção é conduzida de modo a não perturbar o funcionamento normal da rede que recebe a energia.

4 — O operador da rede que recebe a energia tem o direito de inspecionar periodicamente as regulações e as proteções das instalações de produção ligadas à sua rede.

Artigo 12.º-B

Equipamentos e procedimentos técnicos de medição

1 — A medição da energia e da potência, para efeitos da faturação da energia fornecida pelo cogrador, é realizada por contadores que assegurem a leitura diferenciada para a medida da energia fornecida ao cogrador e injetada por este na RESP, independentemente da dimensão da instalação de cogeração ou do regime remuneratório aplicável.

2 — Os transformadores de medida podem ser comuns às medidas da energia fornecida e da energia recebida.

3 — Os equipamentos e os procedimentos técnicos usados nas medições da energia fornecida pelos cogradores são análogos aos usados pela rede para a medição da energia fornecida a consumidores.

Artigo 18.º-A

Alteração da cogeração

1 — Considera-se alteração da cogeração qualquer modificação introduzida nas características da instalação ou da sua ligação à rede que constem da decisão de atribuição do ponto de receção, quando aplicável, ou do título de controlo prévio e, nomeadamente, as seguintes modificações:

a) O reforço da potência instalada ou de ligação até ao limite de 20 % da fixada no título de controlo pré-

vio para injeção na rede, sem prejuízo do disposto na subalínea *i*) da alínea *b*) do n.º 1 do artigo 4.º, quando aplicável;

b) A mudança de ponto de receção para outra zona de rede, nos casos em que esta não envolva a deslocalização de uma cogeração já existente ou em obra, exceto quando a mudança de localização seja necessária para superar a perda de cliente da energia térmica não imputável ao cogrador;

c) A conversão para cogeração de elevada eficiência que utilize ou passe a utilizar uma energia primária de fonte renovável ou gás natural, desde que a conversão não constitua renovação substancial;

d) A mudança de ponto de receção dentro da mesma zona de rede, a alteração de tensão nominal, o regime do neutro e a potência de curto-circuito, bem como as alterações que impliquem reduções da potência de ligação ou instalada ou a mera substituição de transformadores ou outros componentes técnicos que não envolvam acréscimos de potência de injeção na RESP.

2 — As alterações enumeradas no número anterior carecem de autorização, exceto as previstas na alínea *d*), que são objeto de mera comunicação prévia dirigida à DGEG e averbamento.

3 — A renovação referida na alínea *r*) do artigo 2.º-A e as alterações não compreendidas nos números anteriores são consideradas substanciais carecendo de novo procedimento de controlo prévio e, se for o caso, de nova atribuição de potência de ligação à RESP, nos termos e condições a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 — A alteração prevista no n.º 2 que seja autorizada e realizada em contexto de aplicação do regime especial de remuneração não determina qualquer interrupção da contagem dos prazos de duração do referido regime de remuneração, que continuam a correr, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

5 — O prémio de elevada eficiência e ou o prémio de energia renovável a que as instalações enquadradas no regime especial de remuneração passem a poder beneficiar, no seguimento da autorização referida no n.º 2, são devidos a partir do mês seguinte ao da entrada em exploração da alteração autorizada e vigora até ao final do prazo de duração do regime especial de remuneração que estiver em aplicação.

6 — A alteração não substancial autorizada nos termos do n.º 2 de que resulte um aumento da eficiência global da cogeração e cujo custo seja superior a 25 % do custo do investimento numa nova unidade comparável, habilita o cogrador, mediante pedido fundamentado à DGEG, a uma prorrogação suplementar do período de aplicação da modalidade especial do regime remuneratório pelo período máximo de três anos.

7 — O prazo para entrada em exploração da alteração autorizada nos termos do n.º 2 observa o disposto nos n.ºs 5 e 6 do artigo 16.º

Artigo 19.º-A

Desqualificação da cogeração renovável e ou de elevada eficiência

1 — A cogeração renovável e ou de elevada eficiência que, beneficiando do prémio de energia renovável e ou do prémio de elevada eficiência, deixe de cumprir os requisitos de que depende a atribuição de uma ou outra

classificação perde de imediato o referido prémio, só podendo voltar a adquiri-lo quando comprove a recuperação de tal classificação.

2 — A recuperação da classificação da cogeração como renovável e ou de elevada eficiência ocorre no mês seguinte à sua verificação em auditoria promovida pelo cogrador.

3 — O período de duração da desclassificação não afeta a continuidade da contagem do prazo de duração da modalidade especial que não se interrompe, sem prejuízo do disposto no artigo seguinte.

4 — O produtor deve comunicar à DGEG, de imediato, a ocorrência de circunstâncias determinantes da perda da classificação a que se refere o n.º 1, e o período estimado para a sua superação.

5 — Cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia definir, se necessário, mediante portaria, o circunstancialismo relevante para efeitos da boa aplicação do presente artigo.

Artigo 19.º-B

Desqualificação da cogeração

1 — Quando a instalação deixar de cumprir os requisitos inerentes à sua qualificação como unidade de produção em cogeração, de acordo com as regras do presente decreto-lei, o cogrador, independentemente da respetiva modalidade de regime remuneratório, deve informar a DGEG, de imediato, e repor a situação no prazo fixado pela DGEG, desde que não inferior a três meses nem superior a oito meses, não prorrogáveis, ou, na falta de fixação, no prazo de seis meses, contados da data da perda dos referidos requisitos ou, não sendo o caso, solicitar, no momento da referida informação, a convocação do licenciamento para outro regime jurídico da produção de eletricidade compatível com o estado de funcionamento da unidade de produção.

2 — Quando a perda de requisitos seja verificada na sequência de ação de fiscalização ou auditoria, o cogrador é notificado da não verificação dos requisitos da instalação como unidade de produção em cogeração e solicitado a repor a situação ou requerer a convocação do respetivo licenciamento nos termos do número anterior, devendo a notificação estar acompanhada do relatório da fiscalização ou auditoria.

3 — Sem prejuízo do disposto no artigo anterior, decorridos três meses após a notificação referida no número anterior e caso o cogrador não tenha requerido a convocação do licenciamento ou apresentado relatório elaborado por auditor que ateste as medidas tomadas e a reposição do funcionamento da instalação como unidade de produção em cogeração, a DGEG promove nova ação de fiscalização ou auditoria para verificação do cumprimento dos referidos requisitos.

4 — Caso o relatório do auditor do cogrador ou a ação de fiscalização ou auditoria da DGEG realizados nos termos do número anterior conclua que se mantém o incumprimento dos requisitos inerentes à qualificação da instalação como unidade de produção em cogeração, a DGEG, após pronúncia do cogrador em cinco dias úteis, emite declaração de desqualificação da instalação como cogeração.

5 — A declaração de desqualificação implica a caducidade imediata e automática do título de controlo prévio atribuído ao cogrador, no âmbito do presente decreto-

-lei, com todas as consequências legais, incluindo no plano remuneratório que estiver a cargo do CUR, sendo notificada ao cogrador, ao operador da rede relevante e, se for o caso, ao CUR, nas 24 horas subsequentes, para cancelamento da emissão de garantias ou certificados de origem e do pagamento da tarifa e prémios aplicáveis.

6 — A DGEG está obrigada a suspender, de imediato, o pagamento da tarifa e dos prémios pagos pelo CUR, no âmbito dos regimes remuneratórios previstos no presente decreto-lei, de que a cogeração beneficie, logo que tenha conhecimento fundado de que a cogeração incorreu em perda dos requisitos inerentes à sua qualificação como unidade de produção em cogeração, sem prejuízo do disposto nos n.ºs 7 e 9.

7 — A suspensão prevista no número anterior não opera, na totalidade, quanto ao pagamento da tarifa, quando a perda de requisitos tenha sido comunicada pelo cogrador nos termos previstos no n.º 1 e este declare estar a adotar medidas para repor a situação, a ocorrer no prazo fixado pela DGEG ou no prazo supletivo previsto no n.º 1, não prorrogável, caso em que a suspensão total só será determinada a partir do final deste prazo se não for repostado o funcionamento em modo de cogeração, sem prejuízo da suspensão do pagamento de prémios nos termos do artigo anterior.

8 — Nos casos previstos no número anterior, durante o período aí referido, o cogrador recebe 75 % da tarifa, sendo os remanescentes 25 % pagos no mês seguinte após este demonstrar que recuperou os requisitos inerentes à sua qualificação como unidade de cogeração e se esta recuperação ocorrer dentro do prazo fixado pela DGEG ou no prazo supletivo previsto no n.º 1.

9 — Quando, nos casos previstos no número anterior, a situação não seja repostada no prazo fixado pela DGEG ou no prazo supletivo previsto no n.º 1, o cogrador devolve ao CUR a diferença entre o montante recebido durante aquele período, a título de tarifa, e o valor que lhe seria devido caso o valor da mesma energia fosse calculado nos termos do previsto no artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

10 — Durante o período de suspensão de pagamentos nas situações previstas no n.º 2, determinada nos termos do disposto no n.º 6, a eletricidade injetada na rede é paga pelo CUR pelo valor calculado nos termos do disposto no artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

11 — Em qualquer caso, a suspensão de pagamentos da tarifa não afeta a continuidade da contagem do prazo de duração da modalidade especial do regime remuneratório de que beneficie o cogrador, o qual não se interrompe ou suspende.

12 — Para efeitos do disposto no presente artigo, considera-se que a cogeração deixa de cumprir os requisitos inerentes à produção em cogeração quando cesse a produção combinada de energia elétrica e de calor útil de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de calor e eletricidade, de acordo com os conceitos e regras estabelecidos no presente decreto-lei.»

Artigo 28.º

Aditamento dos anexos V, VI e VII ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março

São aditados ao Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, os anexos V, VI e VII, com a redação constante do anexo IX ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

CAPÍTULO V

Alterações ao regime de emissão das garantias de origem

Artigo 29.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março

O artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, passa a ter a seguinte redação:

«Artigo 2.º

Entidade responsável pela emissão das garantias de origem

1 — As competências do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P., enquanto entidade responsável pela emissão das garantias de origem (EEGO), são transferidas para a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

2 — Para os efeitos do número anterior, a DGEG elabora o manual de procedimentos da EEGO, previsto no n.º 2 do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, e inicia a atividade enquanto EEGO no prazo máximo de três meses a contar da data de entrada em vigor do presente decreto-lei prevista no n.º 1 do artigo 8.º.»

Artigo 30.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro

Os artigos 11.º, 12.º e 13.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, passam a ter a seguinte redação:

«Artigo 11.º

Entidade responsável pela emissão das garantias de origem

1 — Ficam cometidas à DGEG as competências de EEGO relativas à produção de eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis.

2 — [...].

3 — [...].

4 — As competências da EEGO relativas à produção de eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis podem ser exercidas por entidade terceira, mediante procedimento concursal, nos termos a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

5 — Nas situações previstas no número anterior, a DGEG efetua auditorias à atividade da EEGO, devendo divulgar no seu sítio da Internet o relatório anual síntese das auditorias realizadas.

Artigo 12.º

Competências da entidade emissora de garantias de origem

1 — [...].

2 — Nas situações previstas no n.º 4 do artigo anterior, a DGEG aprova um manual de procedimentos que determina o modo de exercício das funções da EEGO, a ser elaborado pela entidade terceira no prazo de 90 dias após a constituição da EEGO.

3 — [...].

Artigo 13.º

Contabilidade, custos e receitas da entidade emissora de garantias de origem

1 — Quando, nos termos do n.º 2 do artigo 11.º, as funções da EEGO sejam exercidas por entidade terceira, os registos contabilísticos respeitantes à atividade de emissão das garantias de origem previstas no presente decreto-lei são objeto de individualização e separação relativamente aos registos contabilísticos de outras atividades, reguladas ou não, desempenhadas por aquela entidade.

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 de produção de energia renovável, assim como dos equipamentos de medição de energia;

c) A outros custos, desde que aceites pela DGEG quando as funções da EEGO sejam exercidas por entidade terceira, nos termos do n.º 2 do artigo 11.º

3 — São receitas da EEGO os valores cobrados pelos serviços prestados, no montante a fixar por esta entidade, após aprovação pela DGEG, se aplicável, e relativos a:

a) Pedidos de emissão de garantia de origem;

b) Auditorias realizadas a instalações de produção de energia renovável pela EEGO.

4 — Nas situações previstas no n.º 2 do artigo 11.º, o orçamento, relatório e contas, na parte relativa à atividade da EEGO, são comunicados à DGEG, que se pronuncia no prazo de 30 dias.»

CAPÍTULO VI

Disposições complementares

SECÇÃO I

Disposições complementares em matéria de eficiência energética

Artigo 31.º

Contraordenações

1 — Constituem contraordenações, puníveis com coima de € 250 a € 3 740, se o infrator for uma pessoa singular, e de € 2 500 a € 44 000, se o infrator for uma pessoa coletiva:

a) O incumprimento das obrigações previstas nos n.ºs 1, 4, 5, 6, 7 e 8 do artigo 12.º;

b) O incumprimento das obrigações previstas nos n.ºs 1 e 2 do artigo 13.º

2 — A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas, previstos no número anterior, reduzidos para metade.

3 — Em função da gravidade da infração e da culpa do infrator, podem ser aplicadas as sanções acessórias previstas no n.º 1 do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 433/82, de 27 de outubro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 356/89, de 17 de outubro, 244/95, de 14 de setembro, 323/2001, de 17 de dezembro, e pela Lei n.º 109/2001, de 24 de dezembro.

4 — Os processos de contraordenação são instaurados e instruídos pela DGEG, cabendo ao seu diretor-geral a aplicação das coimas e sanções acessórias.

5 — O produto da aplicação das coimas reverte a favor das seguintes entidades:

a) 60 % para o Estado;

b) 40 % para o Fundo de Eficiência Energética.

6 — As sanções aplicadas aos profissionais são comunicadas à respetiva ordem ou associação profissional, quando exista.

Artigo 32.º

Taxas

1 — São devidas taxas pelos seguintes atos:

a) Registo dos consumos pelas empresas que não sejam PME, nos termos do n.º 2 do artigo 13.º;

b) Registo das auditorias energéticas realizadas ao abrigo do disposto no n.º 1 do artigo 12.º, sempre que a respetiva instalação, edifício, frota ou equipamento consumidor de energia não esteja sujeito à obrigação de realização de auditorias periódicas no âmbito do SGCIE, SCE ou RGCE Transportes.

2 — Quando o registo de consumos pelas empresas que não sejam PME coincida com o cumprimento da obrigação de registo das auditorias energéticas previstas no n.º 1 do artigo 12.º, é devida apenas a taxa relativa ao registo das auditorias.

3 — O montante e modo de pagamento das taxas são definidos em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia, devendo aquele refletir exclusivamente os custos efetivos associados aos registos previstos no n.º 1.

4 — O montante e modo de pagamento das taxas previstas no n.º 1, aplicáveis às empresas que não sejam PME e cujo consumo energético seja superior a 100 GWh por ano, são definidos através de portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, da indústria e da energia.

5 — As taxas previstas nos números anteriores constituem receita própria da entidade gestora do SGCIE e do SCE e são liquidadas e cobradas por esta.

6 — A taxa é paga no prazo de 10 dias após notificação para pagamento, sempre que não esteja prevista a autoliquidação.

Artigo 33.º

Fiscalização

A fiscalização do cumprimento das obrigações estabelecidas no presente decreto-lei é da competência da DGEG.

Artigo 34.º

Balcão único

1 — Todos os pedidos, comunicações e notificações entre os interessados e as autoridades competentes, são realizados no sítio na Internet da DGEG, ou no portal dos sistemas mencionados no n.º 2 do artigo 13.º, acessíveis através do balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho.

2 — Quando, por motivos de indisponibilidade dos portais, não for possível o cumprimento do disposto no número anterior, pode ser utilizado qualquer outro meio legalmente admissível.

3 — Os pedidos ou comunicações relativos a matérias da competência da ERSE são efetuados nos termos do artigo 20.º dos Estatutos da ERSE, aprovados em anexo ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 200/2002, de 25 de setembro, 212/2012, de 25 de setembro, e 84/2013, de 25 de junho.

4 — As plataformas referidas no n.º 1 devem:

a) Recorrer a meios de autenticação segura, designadamente através do cartão de cidadão ou da chave móvel digital, nos termos do artigo 4.º da Lei n.º 37/2014, de 26 de junho;

b) Disponibilizar informação e dados em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, nos termos da Lei n.º 36/2011, de 21 de junho;

c) Assegurar a interligação com a plataforma de interoperabilidade da Administração Pública e com o sistema de pesquisa online de informação pública a que se refere o Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

5 — No âmbito dos procedimentos administrativos previstos neste decreto-lei, os requerentes podem solicitar a dispensa da apresentação dos documentos em posse de qualquer serviço ou organismo da Administração Pública, nos termos do artigo 28.º-A do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

Artigo 35.º

Norma transitória

Até ao desenvolvimento do portal referido na alínea c) do n.º 2 do artigo 13.º, as empresas que não sejam PME devem registar os consumos de energia verificados nas respetivas frotas no portal do SGCIE.

SECÇÃO II

Disposições complementares relativas ao regime jurídico da produção em cogeração

Artigo 36.º

Instalações de cogeração existentes

1 — A disciplina do presente decreto-lei é aplicável às instalações de cogeração existentes, passando as licenças de produção e de exploração atribuídas à data da entrada em vigor do presente decreto-lei a reger-se pelo regime dos títulos de controlo prévio previstos Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de

agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei, sem prejuízo do disposto no artigo seguinte.

2 — Para tal efeito, as licenças de produção e de exploração são automaticamente convoladas para o título de controlo prévio que lhe corresponda nos termos do n.º 2 do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei.

3 — Os pedidos de atribuição de licença de exploração que se encontrem pendentes de decisão à data da entrada em vigor do presente decreto-lei, ou que sejam apresentados na sequência de licença de produção já atribuída antes da referida data, são decididos de acordo com o regime do título de controlo prévio que lhe corresponda, nos termos do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei, desde que estejam em conformidade com este último, aproveitando-se os atos e formalidades úteis já praticados ao abrigo do regime jurídico anterior.

Artigo 37.º

Regime remuneratório aplicável às cogerações existentes

1 — No que respeita à remuneração das instalações de cogeração existentes, mantêm-se as condições atribuídas, nos termos dos anteriores regimes jurídicos da produção em cogeração, à data da entrada em vigor do presente decreto-lei, com particularidades previstas nos números seguintes.

2 — As instalações com licença de exploração à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, que não tenham optado pela passagem ao regime remuneratório previsto no referido decreto-lei, com a redação que lhe foi dada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, continuam a beneficiar do regime de venda de eletricidade previsto na legislação em vigor àquela data até que sejam atingidos 180 meses após a data de entrada em exploração da instalação de produção, ou 120 meses após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, consoante a que ocorra primeiro.

3 — As instalações de cogeração que, tendo obtido licença de estabelecimento até à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, tenham obtido licença de exploração nos 36 meses seguintes à data de atribuição daquela licença e que não tenham optado pela passagem ao regime remuneratório previsto no referido decreto-lei, com a redação que lhe foi dada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, mediante comunicação prévia à DGEG, podem continuar a beneficiar do regime de venda de eletricidade previsto na legislação em vigor à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, até que sejam atingidos 120 meses após a data de entrada em exploração da instalação de produção.

4 — Decorrido o prazo estipulado nos n.ºs 2 e 3, às cogerações existentes não renováveis consideradas eficientes ou de elevada eficiência, nos termos das alíneas d) e e) do artigo 2.º-A, respetivamente, do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, na atual redação, passa a aplicar-se, durante o período máximo de 120 meses, o regime remuneratório estabelecido no artigo 10.º da Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, alterada pela Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro, findo o qual são enquadradas na modalidade geral do re-

gime remuneratório previsto no referido decreto-lei, na atual redação.

5 — As cogerações tituladas por licença de exploração à data de entrada em vigor do presente decreto-lei mantêm a remuneração calculada nos termos do regime remuneratório em que se enquadram à referida data pelo período máximo nele previsto, sem prejuízo do disposto nos n.ºs 7 e 8.

6 — As cogerações não tituladas por licença de exploração mas dotadas de licença de produção mantêm a remuneração calculada nos termos do regime remuneratório em que se enquadram à data de entrada em vigor do presente decreto-lei, pelo período máximo nele previsto, desde que obtenham a licença de exploração nos prazos previstos nos n.ºs 5 e 6 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei, contados da atribuição da respetiva licença de produção, sem prejuízo do disposto número seguinte.

7 — As cogerações renováveis, cujas licenças de produção ou de exploração tenham sido emitidas antes da entrada em vigor do presente decreto-lei e que não tenham passado ao regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, com a redação que lhe foi dada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, mantêm a tarifa de referência, o prémio de energia renovável e o prémio de eficiência por um período máximo de 120 meses contados desde o termo dos prazos previstos nos n.ºs 2 e 3, findo o qual são enquadradas na modalidade geral do regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei.

8 — As cogerações renováveis, cujas licenças de produção ou de exploração tenham sido emitidas antes da entrada em vigor do presente decreto-lei e que já tenham passado ao regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, com a redação que lhe foi dada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, mantêm a tarifa de referência, o prémio de energia renovável e o prémio de eficiência por um período máximo de 120 meses contados desde a data de entrada em vigor do presente decreto-lei.

9 — As cogerações renováveis, cuja licença de exploração tenha sido emitida antes da entrada em vigor do presente decreto-lei, que beneficiam de prémio de participação de mercado à referida data, mantêm o referido prémio até ao termo dos prazos estabelecidos nos n.ºs 7 e 8, conforme aplicável.

10 — As cogerações não renováveis que beneficiam de prémio de participação de mercado à data de entrada em vigor do presente decreto-lei, mantêm o referido prémio até ao termo do prazo legalmente estabelecido no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, na redação dada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto.

11 — Às instalações de cogeração enquadradas na modalidade especial do regime remuneratório cuja licença de produção ou exploração tenha sido emitida antes da entrada em vigor do presente decreto-lei e cujos titulares apresentem pedido de alteração não substancial ao abrigo do artigo 18.º-A do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei, aplica-se o seguinte:

a) O regime remuneratório é mantido pelo período máximo do regime em que esteja enquadrado;

b) O pedido de reforço de potência instalada ou de ligação previsto na alínea a) do n.º 1 do referido artigo 18.º-A só pode ser deferido quando se trate de cogeração que, após o referido reforço, não ultrapasse o limiar previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º-B do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, na atual redação.

12 — O disposto nos artigos 19.º-A e 19.º-B do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei, aplica-se a todas as cogerações existentes, incluindo aquelas cuja licença de produção ou exploração tenha sido emitida antes da entrada em vigor do presente decreto-lei.

13 — O disposto no n.º 8 do artigo 21.º e no artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei, consoante o caso, é aplicável às cogerações existentes referidas no artigo anterior e no presente artigo, bem como às cogerações do regime geral que beneficiem de prémio de mercado.

14 — Beneficiam da modalidade especial do regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, na redação dada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, por um prazo máximo de 60 meses contados desde a entrada em vigor do presente decreto-lei ou 120 meses contados desde a respetiva conversão, consoante o que ocorra em último lugar, as seguintes instalações existentes:

a) As que tenham procedido à conversão para gás natural, incluindo a substituição do equipamento principal, que tenham solicitado licença até 12 meses após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, e que tenham entrado em exploração nos 24 meses subsequentes à obtenção dessa licença;

b) As que tenham procedido à conversão para gás natural em data anterior à da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, e que tenham entrado em exploração nos 24 meses subsequentes à obtenção da licença de produção.

15 — As instalações de cogeração referidas no número anterior que ainda não tenham ultrapassado os prazos definidos no n.º 2 beneficiam do regime remuneratório previsto na legislação em vigor à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, até que sejam atingidos os referidos prazos, findos os quais são remuneradas, pelo período remanescente até que se verifique a condição prevista no número anterior, nos termos da Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, alterada pela Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro.

Artigo 38.º

Opção pelo regime remuneratório previsto no presente decreto-lei

1 — As instalações de cogeração que se encontrem em exploração à data de entrada em vigor do presente decreto-lei podem optar por enquadrar-se, a qualquer momento, na submodalidade A do regime remuneratório geral, mesmo quando já tenha beneficiado do regime remuneratório especial.

2 — As instalações que se encontrem na situação prevista no número anterior, devem, para efetivar a referida transição, notificar a DGEG, nos termos do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, na sua atual redação.

Artigo 39.º

Transferência das competências da entidade emissora de garantias de origem

Para efeitos do disposto no artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, com a redação dada pelo presente decreto-lei, são transferidas para a DGEG as atribuições, competências e o acervo documental e dados técnicos presentemente detidos pela concessionária da RNT no âmbito da atividade de emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem.

SECÇÃO III

Disposições finais

Artigo 40.º

Aplicação às Regiões Autónomas

1 — O presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, sem prejuízo de as competências cometidas a serviços ou organismos do Estado serem exercidas pelos respetivos serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências.

2 — Os serviços e organismos das respetivas administrações regionais devem remeter à DGEG os elementos necessários, nomeadamente para cumprimento das obrigações de informação previstas no âmbito da União Europeia.

3 — As funções de fiscalização previstas no presente decreto-lei são exercidas pelos órgãos próprios da administração pública regional.

4 — O produto das coimas resultantes da aplicação das contraordenações nas Regiões Autónomas previstas no presente decreto-lei constitui receita própria das mesmas.

Artigo 41.º

Republicação

É republicado, no anexo X ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante, o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, com a redação atual.

Artigo 42.º

Norma revogatória

1 — São revogados:

a) O Decreto-Lei n.º 319/2009, de 3 de novembro, sem prejuízo do disposto no número seguinte;

b) Os n.ºs 1 a 3 do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 63/2011, de 9 de maio;

c) Os n.ºs 2 a 5 do artigo 1.º, os artigos 2.º, 3.º, os n.ºs 4 a 12 do artigo 4.º, os n.ºs 2 a 4 do artigo 5.º, o n.º 3 do artigo 6.º, os n.ºs 1 e 2 do artigo 8.º, o n.º 4 do artigo 9.º, os n.ºs 7 e 8 do artigo 10.º, os n.ºs 3 e 4 do artigo 11.º, a alínea i) do n.º 2 do artigo 14.º, o n.º 2 do artigo 21.º, os n.ºs 3 e 4 do artigo 22.º e os artigos 25.º, 33.º e 34.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto;

d) O n.º 8 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

2 — Os n.ºs 1, 4 e 5 do artigo 4.º e os anexos I, III e IV do Decreto-Lei n.º 319/2009, de 3 de novembro, mantêm-se em vigor ao termo do prazo fixado para o cumprimento do objetivo de 9 %, nos termos previstos na alínea g) do n.º 4 do artigo 4.º do presente decreto-lei.

Artigo 43.º

Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 19 de março de 2015. — *Pedro Passos Coelho* — *Maria Luís Casanova Morgado Dias de Albuquerque* — *Rui Manuel Parente Chancerelle de Machete* — *António de Magalhães Pires de Lima* — *Jorge Manuel Lopes Moreira da Silva*.

Promulgado em 27 de abril de 2015.

Publique-se.

O Presidente da República, ANÍBAL CAVACO SILVA.

Referendado em 29 de abril de 2015.

O Primeiro-Ministro, *Pedro Passos Coelho*.

ANEXO I

(a que se refere o n.º 1 do artigo 5.º)

Ações específicas anteriormente implementadas com impacto em 2020

1 — São contabilizadas as seguintes ações específicas para efeitos do cumprimento dos objetivos fixados no n.º 1 do artigo 4.º, resultantes da implementação das medidas políticas previstas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2008-2015, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de maio, e revogado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril:

a) No âmbito do Programa «Renove Casa e Escritório»:

i) Substituição de equipamentos ineficientes (medidas «R&S4M1» e «R&S4M2»);

ii) Renovação de superfícies envidraçadas (medida «R&S4M5»);

iii) Instalação de materiais isolantes (medida «R&S4M6»);

iv) Instalação de recuperadores de calor alimentados a biomassa, microcogeração a biomassa ou bombas de calor (medida «R&S4M7»);

b) No âmbito do Programa «Sistema de Eficiência Energética nos Edifícios», mediante a implementação das orientações que regulam o Sistema Nacional de Certificação Energética e da Qualidade do Ar Interior nos Edifícios (SCE), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 78/2006, de 4 de abril:

i) Edifícios residenciais — quotas mínimas por classes eficientes nos novos edifícios e programas para a remodelação

lação do parque com necessidades de reparações (medida «RS&S5M1»);

ii) Edifícios de serviços — quotas mínimas por classes eficientes nos novos edifícios, aumento da penetração de sistemas de cogeração e implementação de solar térmico e de microprodução em escolas (medida «R&S5M2»).

c) No âmbito do Programa «Renováveis na hora e Programa Solar» (medidas «R&S6M2 — Solar Térmico Residencial» e «R&S6M2 — Solar Térmico Serviços»):

i) Campanhas de divulgação;

ii) Apoio à revitalização de equipamentos de solar térmico existentes;

iii) Programa de incentivos para instalação de novo solar térmico, mediante a concessão de benefício fiscal até 30 % do investimento em sede de Imposto sobre o Rendimento Singular (IRS);

iv) Obrigatoriedade de instalação de solar térmico nos novos edifícios;

v) Programas orientados a segmentos específicos — habitações sociais, piscinas e balneários e condomínio solar;

d) No âmbito do Programa «Sistema de Eficiência Energética na Indústria», medidas de poupança inseridas nos Planos de Racionalização dos Consumos de Energia, submetidos, pelos consumidores intensivos de energia, à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), até ao final de 2010, no âmbito do Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, (medidas «17M1», «17M2», «17M3» e «17M4»).

2 — As economias de energia das ações específicas previstas no número anterior devem corresponder a valores verificados e medidos, sem prejuízo dos valores estimados no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (PNAEE 2016), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril.

ANEXO II

(a que se refere o n.º 2 do artigo 5.º)

Medidas políticas destinadas a obter novas economias de energia

1 — São contabilizadas as seguintes ações específicas para efeitos do cumprimento dos objetivos fixados no n.º 1 do artigo 4.º, resultantes da implementação das medidas políticas:

a) No âmbito do Programa «Tp1 — Eco Carro», relativo à renovação e utilização mais eficiente do carro particular:

i) Incentivos de natureza fiscal, associados a uma diferenciação na incidência em sede de aplicação do Imposto sobre Veículos (ISV) e do Imposto Único de Circulação (IUC) aos veículos automóveis e ciclomotores matriculados, feita com base no nível de emissões de gCO₂/vkm (medida «Tpm1 — Tributação verde — Revisão do regime de tributação de veículos particulares»);

ii) Promoção da procura e introdução de veículos elétricos (VE) no mercado de ligeiros mistos e de passageiros e de scooters elétricas, através da adequação das estruturas

de carregamento existentes, campanhas de demonstração das vantagens na utilização destes veículos e na diferenciação fiscal traduzida na isenção total, em sede de IUC, da componente ambiental, e, em sede de ISV, na aquisição ao abrigo do disposto na alínea *a*) do n.º 2 do artigo 2.º do anexo I do Código do Imposto sobre Veículos, aprovado pela Lei n.º 22-A/2007, de 29 de junho, na sua atual redação (medida «Tp1m3 — Mobi.E: Promoção da aquisição de Veículos Elétricos (VE)»);

b) No âmbito do Programa «Tp2 — Mobilidade urbana», que tem por objetivo incentivar a utilização de transportes coletivos e de modo de transporte suaves em detrimento de transporte individual, incentivos à utilização de frotas de minibus que contribuam, de forma autónoma, ou integradas em frota de autocarros de tamanho convencional, para uma maior adequação à procura em horas de vazio nas frotas de transportes públicos urbanos ou em espaço rural de baixa densidade demográfica, bem como a implementação de soluções inovadoras que permitam responder às necessidades de mobilidade da população através de serviços de transporte público flexível (TPF) e desenvolvimento de centrais de gestão de frotas e atribuição automática de serviços de táxi («Tp2m2 — Utilização de transportes e soluções de mobilidade energeticamente mais eficientes»);

c) No âmbito do Programa «Tp3 — Sistema de Eficiência Energética nos transportes»:

i) Ações de formação e sensibilização, promovidas em parceria com os operadores de transporte ferroviário de passageiros, que evidenciem as vantagens económicas e ambientais da utilização da ferrovia em detrimento do veículo particular, evidentes, sobretudo, nas médias e longas deslocações (medida «Tp3m1 — oferta de transporte ferroviário de passageiros»);

ii) Realização de auditorias específicas aos operadores dedicados de frotas de transporte e às frotas de transporte de empresas, com base nas quais são elaborados planos de racionalização com vista à melhoria da intensidade energética ou redução dos consumos específicos, e revisão técnica do Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia no Setor dos Transportes, aprovado pela Portaria n.º 228/90, de 27 de março, alterada pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro (medida «Tp3m2 — Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia nos Transportes»);

iii) Promoção da colocação de sistemas geradores de nitrogénio nas oficinas dos operadores de transportes de passageiros e de mercadorias e nas oficinas das frotas particulares (de empresas privadas e municipais) e mecanismos de financiamento de apoio às oficinas dos transportadores e das frotas de empresas na aquisição de sistemas geradores de nitrogénio para enchimento de pneus (medida «Tp3m3 — Apoio à instalação de equipamento de enchimento de pneus a nitrogénio»);

iv) Atribuição de apoios financeiros com vista à adoção, pelos transportadores de passageiros e de mercadorias, de sistemas de monitorização do desempenho dos motoristas profissionais (medida «Tp3m4 — Sistemas de Gestão de Frotas e promoção da ecocondução»);

d) No âmbito do Programa «RSp1 — Renove Casa e Escritório»:

i) Promoção da aquisição e utilização de eletrodomésticos e outros equipamentos elétricos mais eficientes, através

do cumprimento das obrigações de rotulagem energética, previstas no Decreto-Lei n.º 63/2011, de 9 de maio, do cumprimento dos requisitos de conceção ecológica a que os produtos e serviços colocados no mercado têm de obedecer, nos termos do Decreto-Lei n.º 12/2011, de 24 de janeiro, de campanhas de informação e sensibilização junto dos consumidores e através do desenvolvimento de simuladores que permitam comparar os consumos energéticos de diversos produtos em função das respetivas classes de desempenho energético, a disponibilizar no sítio na internet do PNAEE, que será desenvolvido para monitorização deste Plano (medida «RSp1m1 — Promoção de equipamentos mais eficientes»);

ii) Renovação do parque de equipamentos de iluminação pela substituição de lâmpadas de baixa eficiência energética e respetivo phasing-out, através da manutenção das regras relativas à etiquetagem energética das lâmpadas elétricas para uso doméstico, nos termos do Decreto-Lei n.º 18/2000, de 29 de fevereiro, e da continuidade na aplicação da taxa sobre lâmpadas de baixa eficiência energética, nos termos do Decreto-Lei n.º 108/2007, de 12 de abril, bem como do alargamento dessa substituição a outro tipo de lâmpadas pouco eficientes com base nas classes de desempenho energético, nomeadamente através da introdução de novos tipos de lâmpadas, com tecnologias emergentes como as light-emitting diode (LED) ou o halogéneo eficiente, com vista à substituição das lâmpadas destinadas à sinalização e outras utilizações mais comuns das lâmpadas incandescentes e de halogéneo de baixa eficiência (medida «RSp1m2 — Iluminação eficiente»);

iii) Reabilitação de superfícies envidraçadas, quer através da utilização do vidro duplo, quer da utilização e caixilharia com corte térmico, quer na utilização de vidros eficientes (de baixa emissividade), mediante o funcionamento do sistema de etiquetagem de produtos a partir do ano de 2013, o registo dos fabricantes e das instalações de janelas eficientes, a disponibilização ao mercado de uma ferramenta que permita uma comparação adequada ao desempenho energético dos diferentes equipamentos, as medidas de melhoria incluídas nos certificados energéticos e os apoios específicos direcionados à área da eficiência energética (medida «RSp1m3 — janela Eficiente»);

iv) Intervenções relacionadas com a envolvente dos edifícios no que diz respeito ao isolamento térmico, através da aplicação de isolamento eficiente em coberturas, pavimentos e paredes do parque edificado com necessidades de reparação, mediante as medidas de melhoria incluídas nos certificados energéticos e os apoios específicos direcionados à área da eficiência energética (medida «RSp1m4 — Isolamento Eficiente»);

v) Incentivar a aplicação de recuperadores de calor, que combinam as vantagens de utilização da biomassa com um sistema de ar forçado, como complemento e alternativa aos meios tradicionais de aquecimento ambiente (lareira aberta), através de sistemas de certificação para os equipamentos, para os instaladores e para a biomassa, de forma a garantir um nível de qualidade que promova a adesão e confiança dos consumidores, bem como de campanhas do setor e os fabricantes de equipamentos, com vista a salientar as vantagens desta solução de aquecimento (medida «RSp1m5 — Calor Verde»);

e) No âmbito do Programa «RSp2 — Sistema de Eficiência Energética nos Edifícios»:

i) Certificação, até ao ano de 2020, com classe energética B- ou superior, no âmbito de edifícios novos ou sujeitos a grandes remodelações, de cerca de 268 mil fogos residenciais, através da aplicação do regime de certificação energética de edifícios, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto, bem como, ao nível dos edifícios existentes, a implementação das medidas de melhoria identificadas ao nível dos fogos objeto de certificação energética (medida «RSp2m1 — SCE Edifícios Residenciais»);

ii) Certificação, até 2020, de cerca de metade dos edifícios de serviços com classe energética B- ou superior (medida «RSp2m2 — SCE Edifícios de Serviços»);

f) No âmbito do Programa «RSp3 — Solar Térmico»:

i) Criação de um mercado sustentado para o setor residencial de 100.000 m² de coletores solares instalados por ano, o que conduzirá a um número de cerca de 800.000 mil m² de coletores solares instalados e operacionais até 2016 e cerca de 1,2 milhões de m² até 2020, através da Certificação Energética de Edifícios (novos edifícios e medidas de melhoria incluídas nos certificados energéticos de edifícios existentes), alavancada por via de apoios específicos direcionados à área da eficiência energética, incluindo a negociação de linhas de crédito direcionadas essencialmente ao setor doméstico (medida «RSp3m1 — Solar Térmico Residencial»);

ii) Criação de um mercado sustentado, traduzido numa instalação de 40.000 m² de coletores por ano, o que conduzirá a um número de cerca de 330.000 m² de coletores instalados e operacionais até 2016, e cerca de 500.000 m² até 2020, através da Certificação Energética de Edifícios (novos edifícios e medidas de melhoria incluídas nos certificados energéticos de edifícios existentes), alavancada por via de apoios específicos, nacionais e comunitários, direcionados à área da eficiência energética (medida «RSp3m2 — Solar Térmico Serviços»);

g) No âmbito do «Programa Ip1 — Sistemas de Eficiência Energética na Indústria e outros setores», execução de auditorias energéticas obrigatórias, nos termos do Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), constante do Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, e revisão desse mesmo regime, no sentido do alargamento do seu âmbito de aplicação e melhoria do grau de monitorização dos consumos de energia e das condições de incentivo para estimular a adesão de empresas em regime voluntário, bem como aproximação das obrigações relativas à eficiência energética constantes do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, referentes ao regime de miniprodução, de forma a que as mesmas se enquadrem no regulamento do SGCIE (medidas «Ip1m1 — SGCIE medidas transversais» e «Ip1m2 — SGCIE Medidas específicas»);

h) No âmbito do Programa «Ep1 — Eficiência Energética do Estado»:

i) Contratação de ESE para implementar e gerir medidas de melhoria da eficiência energética nos edifícios e equipamentos públicos, com vista à certificação, até 2020, de um total de 2.225 edifícios do Estado e a celebração, por parte de 500 desses edifícios, representativos de, pelo

menos, 20 % do consumo de energia de cada ministério, de contratos de gestão de eficiência energética, no âmbito e nos termos previstos no Programa de Eficiência Energética na Administração Pública — ECO.AP, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de janeiro, e pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 67/2012, de 9 de agosto (medida «Ep1m1 — Certificação Energética dos Edifícios do Estado e Contratos de Gestão de Eficiência Energética»);

ii) Elaboração de planos de eficiência energética para os edifícios com consumos energéticos mais reduzidos e que não estejam incluídos no lote identificado para cada ministério para integrar os contratos de gestão de eficiência energética a celebrar com as ESE, com vista à introdução de tecnologias de iluminação mais eficientes e sistemas de controlo, substituição de equipamentos na área da climatização por outros mais eficientes, e à instalação de coletores solares térmicos para produção de águas quentes sanitárias (AQS) em edifícios ou equipamentos com grandes necessidades, como escolas e pavilhões multiusos, bem como à adoção de soluções de intervenção na envolvente dos edifícios (paredes, pavimentos e coberturas), sendo desenvolvidos, para o efeito, mecanismos de financiamento para suportar a execução destes planos, incluindo os estudos, o acompanhamento da sua implementação e a formação dos gestores locais de energia previstos no n.º 3 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de janeiro (medida «Ep1m2 — Planos de Ação de Eficiência Energética na Administração Pública — ECO.AP»);

iii) Introdução de critérios de eficiência energética e ambiental nos transportes, nomeadamente na renovação da frota pública, com veículos de baixas emissões, concretizando as orientações da Estratégia Nacional para as Compras Públicas Ecológicas, no phasing-out de veículos de emissões de CO₂ mais elevadas, e na criação de planos de mobilidade para os organismos públicos onde esta medida se justifique (medida «Ep1m3 — Transportes mais eficientes no Estado»);

iv) Implementação de projetos de eficiência energética no parque de Iluminação Pública (IP), através de celebração de contratos de gestão de eficiência energética com as ESE, precedidos de concursos públicos, com vista, nomeadamente, à instalação de reguladores de fluxo luminoso, à substituição de lâmpadas de vapor de mercúrio por fontes de luz mais eficientes, à instalação de tecnologias de controlo, gestão e monitorização da IP e à substituição das fontes luminosas nos sistemas de controlo de tráfego de peões por tecnologia LED (medida Ep1m4 — Iluminação Pública Eficiente»);

i) No âmbito do «Programa Cp1 — Comunicar Eficiência Energética», destinado à dinamização de ações que visam induzir mudanças nos comportamentos dos indivíduos, em casa e no trabalho e nas suas deslocações, a partir da adoção de boas práticas de eficiência energética, nomeadamente ao nível da correta utilização dos equipamentos e sistemas consumidores de energia:

i) Campanhas de informação e sensibilização dirigidas às escolas e, em particular, aos jovens em idade escolar, bem como atividades desportivas em parceria com instituições e empresas de referência na área da energia, campanhas e prémio para a divulgação e sensibilização da população escolar para a temática da eficiência energética (medida «Cp1m1 — Energia nas Escolas»);

ii) Campanhas destinadas ao grande público de sensibilização para alteração de comportamentos e hábitos de consumo com vista à promoção da utilização dos transportes coletivos e mudança de hábitos relativamente à utilização quotidiana do automóvel individual, bem como sobre boas práticas de eficiência energética na utilização dos veículos e sobre programas de «ecocondução» dirigidos a condutores profissionais (medida «Cp1m2 — Energia nos Transportes»);

iii) Campanhas de disseminação de informação sobre eficiência energética, aos consumidores a nível nacional, nomeadamente através da distribuição de informações nos postos de abastecimento e imprensa nacional (medida «Cp1m3 — Energia em Casa»);

iv) Ações destinadas a incentivar as empresas a investirem em medidas de eficiência energética, incluindo alterações comportamentais e formação dos seus colaboradores, nomeadamente através da atribuição de um prémio ou galardão que permita dar visibilidade e distinção às empresas com melhor desempenho energético ao nível da utilização racional de energia no contexto laboral (medida «Cp1m4 — Energia no trabalho»);

v) Alargamento da telegestão e telecontagem a todos os consumidores finais de energia, visando o controlo e a potencial diminuição dos consumos e respetivos custos com a utilização da energia (medida «Cp1m5 — Contadores Inteligentes»);

j) No âmbito do Programa «AGp1m1 — Eficiência energética no setor agrário»:

i) Medidas relacionadas com a atualização e renovação dos parques de maquinaria agrícola e florestal, melhorias nas estações elevatórias e sistemas de rega, a realização de diagnósticos e auditorias às atividades do setor (medida «Agp1m1 — Eficiência energética no setor agrário»);

ii) Apoio à conversão de estufas baseadas em aquecimento com combustíveis fósseis para a utilização de fontes geotérmicas e sistemas de gestão de energia (medida «Agp1m1 — Eficiência energética no setor agrário»);

iii) Redução da utilização dos agroquímicos através da introdução de técnicas ligadas à agricultura biológica e à proteção integrada (medida «Agp1m1 — Eficiência energética no setor agrário»);

iv) Apoio à conversão e modernização de frotas de tratores e outra maquinaria agrícola e florestal, com maiores níveis de eficiência e menor consumo energético (medida «Agp1m1 — Eficiência energética no setor agrário»).

2 — No que respeita à imposição de requisitos na conceção ecológica de produtos relacionados com o consumo de energia, prevista na sublinha *i)* da alínea *d)* do número anterior, apenas podem ser contabilizadas as economias de energias que excedam os requisitos mínimos previstos no Decreto-Lei n.º 12/2011, de 24 de janeiro, que estabelece os requisitos para a conceção ecológica dos produtos relacionados com o consumo de energia e transpõe a Diretiva n.º 2009/125/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de outubro.

3 — Sem prejuízo da verificação e medição da redução real do consumo de energia proporcionado, as ações específicas previstas no n.º 1 permitem obter as economias de energia estimadas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (PNAEE 2016), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril.

4 — Para além do disposto nos números anteriores, no cálculo da meta prevista no artigo 5.º são também contabilizadas as economias de energia que resultem das seguintes medidas:

a) Financiamento de projetos na área da eficiência energética, através da alocação de verbas disponibilizadas pelos fundos comunitários no âmbito do Portugal 2020 para o período 2014-2020, no domínio da sustentabilidade e eficiência no uso de recursos, de acordo com o Acordo de Parceria e respetivos Programas Operacionais (PO), a que se referem as Resoluções do Conselho de Ministros n.ºs 98/2012, de 26 de novembro, 33/2013, de 20 de maio, e 39/2013, de 14 de junho;

b) Atribuição de incentivos e benefícios fiscais a projetos de investimento que levem à aplicação de tecnologias ou técnicas eficientes do ponto de vista energético e que tenham por efeito reduzir o consumo final de energia, ao

abrigo do Código Fiscal do Investimento, aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 249/2009, de 23 de setembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 82/2013, de 17 de junho;

c) Aplicação de taxas de imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos e a eletricidade, nos termos previstos no Código dos Impostos Especiais de Consumo, sempre que os valores das mesmas excedam os níveis mínimos comunitários previstos na Diretiva n.º 2003/96/CE, do Conselho, de 27 de outubro de 2003, que reestrutura o quadro comunitário de tributação dos produtos energéticos e da eletricidade;

d) Aplicação de uma taxa de imposto de valor acrescentado superior à taxa mínima legalmente prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 18.º do Código sobre o Imposto de Valor Acrescentado, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 394-B/84, de 26 de dezembro.

ANEXO III

(a que se refere o n.º 2 do artigo 6.º)

Teor de energia dos combustíveis selecionados para utilização final

Tabela de conversão

Produto energético	kJ (PCI)	kgpep (PCI)	kWh (PCI)
1 kg de coque	28 500	0,676	7,917
1 kg de hulha	17 200 — 30 700	0,411 — 0,733	4,778 — 8,528
1 kg de briquetes de linhite castanha	20 000	0,478	5,556
1 kg de linhite preta	10 500 — 21 000	0,251 — 0,502	2,917 — 5,833
1 kg de linhite castanha	5 600 — 10 500	0,134 — 0,251	1,556 — 2,917
1 kg de xisto betuminoso	8 000 — 9 000	0,191 — 0,215	2,222 — 2,500
1 kg de turfa	7 800 — 13 800	0,186 — 0,330	2,167 — 3,833
1 kg de briquetes de turfa	16 000 — 16 800	0,382 — 0,401	4,444 — 4,667
1 kg de fuelóleo residual (óleos pesados)	40 000	0,955	11,111
1 kg de fuelóleo leve	42 300	1,010	11,750
1 kg de combustível para motor (gasolina)	44 000	1,051	12,222
1 kg de parafina	40 000	0,955	11,111
1 kg de gás de petróleo liquefeito	46 000	1,099	12,778
1 kg de gás natural ⁽¹⁾	47 200	1,126	13,10
1 kg de gás natural liquefeito	45 190	1,079	12,553
1 kg de madeira (25 % de humidade)	13 800	0,330	3,833
1 kg de peletes/briquetes de madeira	16 800	0,401	4,667
1 kg de resíduos	7 400 — 10 700	0,177 — 0,256	2,056 — 2,972
1 MJ de calor derivado	1 000	0,024	0,278
1 kWh de energia elétrica	3 600	0,086	1

Fonte: Eurostat.

⁽¹⁾ 93 % de metano.

ANEXO IV

(a que se refere o artigo 12.º)

Critérios mínimos aplicáveis às auditorias energéticas, incluindo as realizadas no âmbito dos sistemas de gestão da energia

1 — As auditorias energéticas a que se refere o artigo 12.º devem:

a) Assentar em dados operacionais atualizados, mensuráveis e rastreáveis sobre o consumo de energia e (para a eletricidade) os perfis de carga;

b) Conter uma análise pormenorizada do perfil de consumo energético dos edifícios ou conjuntos de edifícios e das atividades ou instalações industriais, incluindo o transporte;

c) Assentar, sempre que possível, numa análise dos custos ao longo do ciclo de vida, em vez de períodos de retorno simples, a fim de ter em conta as economias a longo prazo, os valores residuais dos investimentos de longo prazo e as taxas de atualização;

d) Ser proporcionadas e suficientemente representativas para proporcionar uma panorâmica fidedigna do desempenho energético global e uma identificação fiável das oportunidades de melhoria mais significativas.

2 — As auditorias energéticas devem ainda possibilitar cálculos detalhados e validados das medidas propostas, a fim de fornecerem informações claras sobre as potenciais economias e os dados nelas utilizados devem poder ser armazenados para análise histórica e acompanhamento do desempenho.

ANEXO V

(a que se refere o artigo 17.º)

Requisitos mínimos em matéria de faturação e informações sobre a faturação com base no consumo efetivo**1 — Faturação com base no consumo efetivo**

A fim de permitir que os consumidores finais regulem o seu próprio consumo de energia, a faturação deverá ser estabelecida com base no consumo efetivo pelo menos uma vez por ano, devendo as informações sobre a faturação ser disponibilizadas pelo menos trimestralmente, a pedido ou quando os consumidores tenham optado pela faturação em formato eletrónico, ou então duas vezes por ano.

2 — Informações mínimas contidas na fatura

Se necessário, devem ser facultadas aos consumidores finais, em termos claros e compreensíveis, nas suas faturas, contratos, transações e recibos emitidos nas estações de distribuição, ou nos documentos que os acompanham, as seguintes informações:

a) Os preços atuais praticados e o consumo efetivo de energia;

b) Comparações do consumo atual de energia do consumidor final com o consumo no mesmo período do ano anterior, de preferência sob a forma gráfica;

c) Os contactos de associações de defesa dos consumidores, de agências de energia ou de organismos similares, incluindo os endereços de Internet, junto dos quais possam ser obtidas informações sobre as medidas de melhoria da eficiência energética suscetíveis de ser aplicadas, sobre os perfis comparativos de utilizadores finais e sobre as especificações técnicas objetivas de equipamentos consumidores de energia.

Além disso, sempre que seja possível e útil, devem ser facultadas aos consumidores finais comparações com um utilizador final médio, da mesma categoria, em termos claros e compreensíveis, e visivelmente assinaladas nas suas faturas, contratos, transações e recibos emitidos nas estações de distribuição, ou nos documentos que os acompanham.

3 — Recomendações em matéria de eficiência energética, no que respeita às informações que acompanham as faturas e outras destinadas aos consumidores finais

Ao enviarem contratos e alterações de contratos, e nas faturas enviadas aos consumidores ou fornecidas através de sítios na Internet a cada um dos seus clientes, os distribuidores de energia, os operadores de redes de distribuição e as empresas de venda de energia a retalho devem comunicar-lhes, de forma clara e compreensível, informações sobre os contactos, incluindo os endereços de Internet, de associações de consumidores, de agências de energia ou de organismos similares independentes junto dos quais possam obter conselhos sobre as medidas de eficiência energética suscetíveis de ser aplicadas, sobre os perfis de referência correspondentes ao seu consumo de energia e sobre as especificações técnicas dos aparelhos consumidores de energia que possam servir para reduzir o consumo desses aparelhos.

ANEXO VI

(a que se refere o n.º 2 do artigo 20.º)

Enquadramento geral do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

1 — O Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) referido no n.º 2 do artigo 20.º deve permitir estruturar um quadro de desenvolvimento das estratégias nacionais de eficiência energética.

2 — O PNAEE deve abranger medidas significativas de melhoria da eficiência energética e indicar as economias de energia esperadas/realizadas, inclusive a nível do aprovisionamento, do transporte e da distribuição de energia, bem como da utilização final de energia, incluindo, pelo menos, as seguintes informações:

a) Objetivos e estratégias:

i) Objetivo indicativo de eficiência energética estabelecido para 2020, conforme previsto no n.º 1 do artigo 4.º;

ii) Objetivo indicativo de economias de energia estabelecido no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 319/2009, de 3 de novembro;

iii) Outros objetivos em matéria de eficiência energética aplicáveis a toda a economia ou a setores específicos;

b) Medidas e economias de energia:

i) Economias de energia primária decorrentes da implementação de medidas e ações em todos os setores da economia, devendo ser fornecidas, para cada medida ou pacote de medidas/ações, as estimativas das economias esperadas para 2020 e das economias realizadas até à data da apresentação dos relatórios;

ii) Economias de energia final: O primeiro e o segundo PNAEE devem incluir os resultados relativos ao cumprimento do objetivo de economias de energia final previsto nos n.ºs 1 e 9 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 319/2009, de 3 de novembro, bem como a metodologia de medição e/ou cálculo utilizada para calcular as economias de energia.

c) Informações específicas relativas a:

i) Administração central: O PNAEE deve incluir a lista dos organismos da administração central que tenham elaborado planos de eficiência energética nos termos na alínea a) do n.º 3 do artigo 7.º;

ii) Medidas de economia de energia nos consumidores finais e outras medidas de promoção da eficiência energética: O primeiro PNAEE deve incluir uma breve descrição das medidas previstas no artigo 4.º;

iii) Auditorias energéticas e sistemas de gestão da energia: O PNAEE deve indicar o número de auditorias energéticas efetuadas no período anterior, o número de auditorias energéticas efetuadas em grandes empresas no período anterior e o número de grandes empresas, conforme previsto no artigo 12.º;

iv) Promoção da eficiência no aquecimento e arrefecimento: O PNAEE deve incluir uma apreciação dos progressos alcançados;

v) Transporte e distribuição da energia: O primeiro PNAEE e os relatórios a apresentar seguidamente de dez em dez anos devem incluir a avaliação efetuada e as medidas e investimentos identificados para explorar o potencial de eficiência energética das infraestruturas de gás e eletricidade;

vi) Reconhecimento, certificação e qualificação de profissionais e entidades: O PNAEE deve incluir informações sobre os regimes de qualificação, acreditação e certificação disponíveis, ou sobre regimes de qualificação equivalentes para os prestadores de serviços energéticos, para as auditorias energéticas e para as medidas de melhoria da eficiência energética, conforme previsto no artigo 14.º;

vii) Contratos de gestão de eficiência energética: o PNAEE deve incluir referência ao sítio na Internet onde está disponível a lista de empresas de serviços energéticos a que se refere a alínea c) do n.º 4 do artigo 7.º e o artigo 15.º

ANEXO VII

(a que se refere o artigo 22.º)

Enquadramento geral da apresentação de relatórios

1 — Os relatórios anuais referidos no artigo 22.º fornecem uma base para o acompanhamento dos progressos realizados em termos de concretização dos objetivos nacionais estabelecidos para 2020, devendo incluir, pelo menos, as seguintes informações:

a) Uma estimativa dos seguintes indicadores relativos ao penúltimo ano (ano X^{1-2}):

- i) Consumo de energia primária;
- ii) Total do consumo de energia final;
- iii) Consumo de energia final por setores:
 - Indústria;
 - Transportes (repartição entre passageiros e carga, se aplicável);
 - Agregados familiares;
 - Serviços.

iv) Valor acrescentado bruto por setores:

- Indústria;
- Serviços.

v) Rendimento disponível dos agregados familiares;

vi) Produto interno bruto (PIB);

vii) Produção de eletricidade a partir da produção de energia térmica;

viii) Produção de eletricidade a partir da produção combinada de calor e energia;

ix) Produção de calor a partir da produção de energia térmica;

x) Produção de calor a partir de centrais de produção combinada de calor e eletricidade, incluindo o calor residual gerado por processos industriais;

xi) Consumo de combustível para a produção de energia térmica;

xii) Número de passageiros-quilómetros (pkm), se aplicável;

xiii) Número de toneladas-quilómetros (tkm), se aplicável;

xiv) Número de quilómetros de transporte combinado (pkm + tkm), caso as subalíneas xii) e xiii) não se apliquem;

xv) População.

2 — O primeiro relatório deve incluir também o objetivo a que se refere o n.º 1 do artigo 3.º

3 — Nos setores cujo consumo de energia se mantenha estável ou esteja a aumentar, devem ser analisadas as causas dessa situação num documento a anexar ao relatório.

4 — Para além dos elementos mencionados no n.º 1, o segundo relatório e os relatórios subsequentes devem ainda incluir:

a) Dados atualizados sobre as principais medidas legislativas e não legislativas postas em prática no ano anterior que contribuam para os objetivos globais de eficiência energética definidos para 2020;

b) A área construída total dos edifícios com uma área interior útil de pavimento total superior a 500 m² e, a partir de 9 de julho de 2015, a 250 m², detidos e ocupados pela administração central que, em 1 de janeiro do ano em que é devido o relatório, não cumpriram os requisitos de desempenho energético determinados no âmbito dos n.ºs 1 e 3 do artigo 7.º;

c) As economias de energia nos edifícios elegíveis detidos e ocupados pela administração central a que se refere o artigo 7.º;

d) As economias de energia realizadas através das medidas previstas nos artigos 4.º e 5.º

(¹) X = ano em curso

ANEXO VIII

(a que se refere o artigo 26.º)

«ANEXO III

Cálculo da poupança de energia primária

1 — [...].

2 — [...].

3 — Os valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de eletricidade e de calor, para efeitos de determinação da eficiência da cogeração, nos termos deste anexo III, constam de decisão adotada pela Comissão Europeia.

4 — Os valores de referência da eficiência para a produção separada referidos no número anterior correspondem à eficiência da produção separada de calor e de eletricidade que o processo de cogeração se destina a substituir.

ANEXO IV

Elementos do projeto da instalação e outros elementos a juntar ao pedido de licença de produção em cogeração

1 — O projeto deve compreender:

a) Memória descritiva:

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, 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;

Descrição, tipos e características dos geradores de energia elétrica, transformadores e aparelhagem de corte

e proteção, bem como das caldeiras, das turbinas e de outros equipamentos;

Identificação das coordenadas retangulares planas do sistema de referência PT-TM06/ETRS89 todos os geradores;

b) [...].

2 — [...]»

ANEXO IX

(a que se refere o artigo 28.º)

«ANEXO V

(a que se referem os artigos 10.º, 14.º e 26.º)

Avaliação custo-benefício

1 — Princípios gerais aplicáveis às análises de custo-benefício para efeitos do disposto no n.º 3 do artigo 26.º

A elaboração de análises custo-benefício em relação às medidas de promoção da eficiência dos sistemas de aquecimento e arrefecimento a que se refere o n.º 3 do artigo 26.º, tem por objetivo determinar em que base será estabelecida uma escala de atribuição de prioridades aos limitados recursos existentes a nível da sociedade.

A análise de custo-benefício pode abranger a avaliação de um projeto ou, numa perspetiva mais ampla, de um grupo de projetos a nível local, regional ou nacional, para determinar qual a opção economicamente mais rentável e mais vantajosa em termos de aquecimento ou arrefecimento numa dada área geográfica para efeitos de planeamento térmico.

As análises de custo-benefício realizadas para este efeito devem incluir uma análise económica que abranja fatores socioeconómicos e ambientais.

As análises de custo-benefício devem compreender as etapas que adiante se descrevem e atender às seguintes considerações:

a) Definição dos limites do sistema e da fronteira geográfica

O âmbito das análises de custo-benefício em questão determina o sistema energético relevante. A fronteira geográfica deve abarcar uma área geográfica perfeitamente definida, ou seja, uma dada região ou área metropolitana, por forma a evitar que se privilegiem soluções menos boas em função dos projetos.

b) Abordagem integrada das opções de oferta e procura

A análise de custo-benefício deve ter em conta todos os recursos de aprovisionamento relevantes disponíveis dentro do sistema e da fronteira geográfica, utilizando os dados disponíveis, nomeadamente o calor residual gerado pela produção de eletricidade e pelas instalações industriais e a energia renovável, bem como as características e tendências da procura de calor e frio.

c) Construção de uma linha de base

A linha de base destina-se a servir de ponto de referência em relação ao qual são avaliados os cenários alternativos.

d) Identificação de cenários alternativos

Devem ser ponderadas todas as alternativas à linha de base que se afigurem relevantes. Os cenários que, por

razões técnicas ou financeiras, ou por força da regulamentação nacional ou de condicionalismos de tempo, não sejam exequíveis, podem ser excluídos numa fase precoce da análise de custo-benefício caso uma observação atenta, explícita e bem documentada o justifique.

Só deverão ser tidas em conta na análise custo-benefício, como cenários alternativos à linha de base, as opções que passem pela cogeração de elevada eficiência, redes de aquecimento e arrefecimento urbano eficientes ou aquecimento e arrefecimento individual eficientes.

e) Método de cálculo do excedente de custo-benefício

i) Os custos e os benefícios totais a longo prazo das diferentes opções de aquecimento ou arrefecimento devem ser avaliados e comparados;

ii) O critério de avaliação deve ser o do valor atualizado líquido (VAL);

iii) O horizonte temporal escolhido deve incluir todos os custos e benefícios relevantes dos diferentes cenários. Por exemplo, para uma central elétrica a gás, o horizonte temporal apropriado pode ser de 25 anos; para um sistema de aquecimento urbano, 30 anos; para equipamentos de aquecimento, designadamente caldeiras, 20 anos.

f) Cálculo e previsão dos preços e outros pressupostos para a análise económica

i) Para efeitos das análises de custo-benefício, devem ser fornecidos elementos sobre os preços dos principais fatores a montante e a jusante, e sobre a taxa de atualização;

ii) A taxa de atualização utilizada na análise económica para calcular o valor atualizado líquido deve ser escolhida de acordo com orientações europeias ou nacionais. A taxa nacional de atualização escolhida para efeitos da análise económica deve ter em conta os dados fornecidos pelo Banco Central Europeu;

iii) Devem ser utilizadas previsões nacionais, europeias ou internacionais de evolução dos preços da energia, se necessário no seu contexto nacional e/ou regional/local;

iv) Os preços utilizados na análise económica devem refletir os custos e os benefícios socioeconómicos reais e incluir custos externos, como os efeitos ambientais e sanitários, na medida do possível, ou seja, caso exista um preço de mercado ou caso a regulamentação europeia ou nacional já o preveja.

g) Análise económica: inventário de efeitos

As análises económicas devem ter em conta todos os efeitos económicos relevantes.

Ao tomarem uma decisão, podem ser avaliados e serem tidos em conta as economias de custos e de energia resultantes da flexibilização do aprovisionamento energético e da melhoria de funcionamento das redes elétricas, incluindo os custos evitados e as economias resultantes do reduzido investimento em infraestruturas, nos cenários analisados.

Os custos e os benefícios considerados devem incluir pelo menos os seguintes elementos:

i) Benefícios

O valor da produção (de calor e eletricidade) para o consumidor;

Na medida do possível, os benefícios externos, nomeadamente ambientais e sanitários.

ii) Custos

Os custos de capital das instalações e equipamentos;
Os custos de capital das redes de energia associadas;
Os custos variáveis e fixos de funcionamento;
Os custos energéticos; e

Na medida do possível, os custos ambientais e sanitários.

h) Análise de sensibilidade:

Deve proceder-se a uma análise de sensibilidade a fim de avaliar os custos e os benefícios de um projeto ou grupo de projetos baseados em diferentes preços da energia, taxas de atualização e outros fatores variáveis com impacto significativo no resultado dos cálculos.

Para este efeito deve ser solicitado às autoridades competentes a nível local, regional e nacional, ou aos operadores de determinadas instalações, que procedam à análise económica e financeira. Devem também ser elaboradas circunstanciadamente metodologias e pressupostos nos termos do presente anexo, definindo e tornando públicos os procedimentos de realização das análises económicas.

2 — Princípios aplicáveis para efeitos do disposto na alínea *d)* do n.º 1 do artigo 10.º e na alínea *d)* do n.º 2 do artigo 14.º

As análises de custo-benefício devem fornecer informações para efeitos da consideração de uma nova cogeração ou da renovação substancial de uma cogeração como de elevada eficiência.

Caso se projete uma instalação que produza apenas energia elétrica ou que não recupere calor, deve estabelecer-se uma comparação entre as instalações projetadas ou a renovação projetada e uma instalação equivalente que produza a mesma quantidade de eletricidade ou calor industrial, recuperando porém o calor residual e fornecendo-o através da cogeração de elevada eficiência e ou de redes de aquecimento e arrefecimento urbano.

Dentro de uma fronteira geográfica, a avaliação deve ter em conta a instalação projetada e todos os pontos apropriados de procura de calor existentes ou potenciais que por ela possam ser alimentados, tendo em conta possibilidades racionais (por exemplo, viabilidade técnica e distância).

Os limites do sistema devem ser estabelecidos de modo a incluir a instalação projetada e as cargas térmicas, tais como o edifício ou edifícios e o processo industrial. Dentro desses limites do sistema, devem ser determinados para ambos os casos, e comparados, os custos totais de fornecimento de eletricidade e calor.

As cargas térmicas devem incluir as cargas térmicas já existentes, tais como uma instalação industrial ou um sistema de aquecimento urbano já existente, e também, nas zonas urbanas, a carga térmica e os custos que existiriam se um grupo de edifícios ou uma parte de uma cidade fossem dotados e, ou estivessem ligados a uma nova rede de aquecimento urbano.

A análise de custo-benefício deve basear-se numa descrição da instalação projetada e da instalação ou instalações objeto de comparação, abrangendo, se for caso disso, a capacidade elétrica e térmica, o tipo de combustível utilizado, a utilização prevista e o número

de horas de funcionamento anual planeado, e a localização e as necessidades de energia elétrica e térmica.

Para proceder à comparação, devem ser tidas em conta as necessidades de energia térmica e os tipos de aquecimento e arrefecimento utilizados pelos pontos de procura de calor mais próximos. A comparação deve abranger os custos de infraestrutura da instalação projetada e da instalação ou instalações objeto de comparação.

As análises de custo-benefício realizadas para efeitos deste n.º 2, devem incluir uma análise económica que abranja uma análise financeira na qual sejam refletidos os fluxos reais de tesouraria ligados ao investimento em determinadas instalações e ao seu funcionamento.

Os projetos com um resultado de custo-benefício positivo são aqueles em que a soma dos benefícios atualizados na análise económica e financeira excede a soma dos custos atualizados (excedente de custo-benefício).

O membro do Governo responsável pela área da energia, mediante despacho, define os princípios orientadores da metodologia e os pressupostos e o horizonte temporal da análise económica.

A DGEG pode exigir que as empresas responsáveis pelo funcionamento das instalações de produção de energia termoeleétrica, as empresas industriais, as redes de aquecimento e arrefecimento urbano ou outras partes afetadas pelos limites do sistema ou pela fronteira geográfica definidos forneçam dados que possam ser utilizados para avaliar os custos e os benefícios de uma dada instalação.

ANEXO VI

(a que se refere o n.º 6 do artigo 12.º)

Critérios de eficiência energética aplicáveis à regulação da rede de energia e às tarifas da rede elétrica

1 — As tarifas de redes devem refletir os custos, integrando as economias de custos nas redes decorrentes de:

- a) Medidas do lado da procura, de redução e de gestão da procura;
- b) Produção descentralizada, incluindo as economias decorrentes da redução dos custos de fornecimento ou de investimentos na rede;
- c) Uma gestão mais otimizada da rede.

2 — A regulação e as tarifas de redes não devem impedir os operadores de rede nem os comercializadores do setor da energia de facultar serviços de sistema para a redução e a gestão da procura e para a produção descentralizada nos mercados organizados de eletricidade, nomeadamente:

- a) A transferência de cargas pelos consumidores finais, das horas de ponta para as horas de menor procura, tendo em conta a disponibilidade de energias renováveis, de energia produzida através de cogeração e da restante produção descentralizada;
- b) As poupanças de energia decorrentes da resposta da procura de consumidores representados por agregadores de consumo;
- c) A redução da procura obtida com as medidas de eficiência energética adotadas pelos prestadores de serviços energéticos, incluindo as ESE;

- d) A ligação e o despacho de fontes de produção a níveis de tensão inferiores;
- e) A ligação das fontes de produção em localizações mais próximas do consumo; e
- f) O armazenamento da energia.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, a expressão ‘mercados organizados de eletricidade’ inclui os contratos bilaterais e as bolsas de eletricidade para o comércio de energia, de capacidades e de serviços de sistema, em todos os prazos, incluindo os mercados a prazo, do dia seguinte e intradiários.

4 — As tarifas de redes ou de venda a clientes finais podem contemplar a implementação de tarifas dinâmicas como medidas de gestão da procura, tais como:

- a) Tarifas com diferenciação horária;
- b) Tarifas em horas de ponta críticas;
- c) Tarifas em tempo real;
- d) Descontos ou bonificações aplicáveis à redução de consumo em horas de ponta.

ANEXO VII

(a que se refere o n.º 7 do artigo 12.º)

Requisitos de eficiência energética para os operadores de sistemas de transporte e para os operadores de sistemas de distribuição

1 — Os operadores de sistemas de transporte e os operadores de sistemas de distribuição devem:

a) Estabelecer e tornar públicas as suas regras de base relativas à assunção e partilha dos custos das adaptações técnicas, tais como ligações à rede e reforços de rede, melhoria do funcionamento da rede e regras para a aplicação não discriminatória dos códigos de rede, necessárias para integrar novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência;

b) Fornecer aos novos produtores de eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência que desejem ser ligados à rede as informações exaustivas e necessárias por eles requeridas, nomeadamente:

- i) Uma estimativa exaustiva e pormenorizada dos custos associados à ligação;
- ii) Um calendário razoável e preciso para a receção e tratamento do pedido de ligação à rede;
- iii) Um calendário indicativo razoável para a ligação à rede proposta. O processo global de ligação à rede não deverá exceder 24 meses, tendo em conta o que se afigure razoavelmente viável e não discriminatório;

c) Estabelecer procedimentos normalizados e simplificados para facilitar a ligação à rede dos produtores descentralizados de eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência.

2 — As regras de base referidas na alínea a) devem basear-se em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios que tenham especialmente em conta todos os custos e benefícios associados à ligação dos referidos produtores à rede. Podem prever vários tipos de ligação.»

ANEXO X

(a que se refere o artigo 41.º)

Republicação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março

CAPÍTULO I

Disposições gerais

Artigo 1.º

Objeto

1 — O presente decreto-lei estabelece a disciplina da atividade de cogeração e procede à transposição para a ordem jurídica interna da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética, que altera as Diretivas n.ºs 2009/125/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de outubro de 2009, e 2010/30/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, e revoga as Diretivas n.ºs 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, e 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006.

2 — [Revogado].

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

5 — [Revogado].

Artigo 2.º

Âmbito

[Revogado]

Artigo 2.º-A

Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, considera-se:

a) «Calor útil», a parte da energia térmica produzida num processo de cogeração a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

b) «CIEG», os custos de interesse económico geral, ou seja, que decorrem de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral;

c) «Cogeração», a produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia elétrica e, ou se for o caso, mecânica;

d) «Cogeração eficiente», a produção em cogeração não enquadrável na alínea seguinte, mas em que haja poupança de energia primária;

e) «Cogeração de elevada eficiência», a produção em cogeração que tenha uma poupança de energia primária de, pelo menos, 10 % relativamente à produção separada de eletricidade e calor, bem como a cogeração de pequena dimensão e a microcogeração, de que resulte uma poupança de energia primária, sendo a poupança, em qualquer dos casos, calculada de acordo com a metodologia do anexo III;

f) «Cogeração de pequena dimensão», a instalação de cogeração com uma potência instalada inferior a 1 MW;

g) «Cogeração renovável», a cogeração em que a energia primária consumida tem origem, parcial ou integralmente, em fontes de energia renováveis, tal como definidas no artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto;

h) «Cogerador», a entidade que detém o título do controlo prévio da produção em cogeração;

i) «Comercializador de último recurso (CUR)», a entidade referida no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro;

j) «Eficiência global», o total anual da produção de energia elétrica e mecânica e da produção de calor útil dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor num processo de cogeração e na produção bruta de energia elétrica e mecânica, sendo a eficiência calculada com base no poder calorífico líquido dos combustíveis (também denominado poder calorífico inferior);

k) «Instalação ou unidade de cogeração», a instalação capaz de operar em modo de cogeração;

l) «Melhoria da eficiência energética», o aumento de eficiência energética resultante de mudanças tecnológicas, comportamentais ou económicas;

m) «Microcogeração», a cogeração de pequena dimensão cuja potência instalada máxima seja inferior a 50 kW;

n) «Poupança de energia», a quantidade de energia economizada, determinada pela medição e ou estimativa do consumo antes e após a aplicação de uma medida de melhoria da eficiência energética, garantindo simultaneamente a normalização das condições externas que afetam o consumo de energia;

o) «Poupança de energia primária», a poupança de energia calculada de acordo com a metodologia fixada no anexo III ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante;

p) «Procura economicamente justificável», a procura que não excede as necessidades de calor ou frio e que, se não fosse utilizada a cogeração, seria satisfeita nas condições do mercado mediante outros processos de produção de energia;

q) «Promotor», o requerente da atribuição de um ponto de ligação ou receção na rede, ou de um título de controlo prévio para a instalação ou autorização prevista no presente decreto-lei;

r) «Renovação substancial», a renovação cujo custo seja superior a 50 % do custo do investimento numa nova unidade comparável;

s) «Unidade de utilização associada», a unidade industrial, de serviços ou outra, que seja abastecida pela energia produzida em autoconsumo na instalação de cogeração, desde que esta seja detida, direta ou indiretamente, pelo titular ou titulares daquela unidade.

Artigo 3.º

Classificação da produção em cogeração

[Revogado].

CAPÍTULO II

Regime remuneratório da produção em cogeração

Artigo 4.º

Modalidades de regime remuneratório da produção em cogeração

1 — À produção em cogeração licenciada nos termos do presente decreto-lei é associada uma das seguintes modalidades de regime remuneratório:

a) A modalidade geral, aplicável à produção em cogeração não enquadrada na modalidade especial;

b) A modalidade especial, aplicável a cogeradores cujas instalações preencham os seguintes requisitos cumulativos:

i) A potência de injeção seja inferior ou igual a 20 MW;

ii) O título de controlo prévio da cogeração tenha sido obtido após prévia atribuição de potência de injeção de energia elétrica na rede elétrica de serviço público (RESP), nos termos do número seguinte.

2 — O membro do Governo responsável pela área da energia aprova, por portaria, os termos e condições para a atribuição de potência de injeção de energia elétrica em determinado ponto da RESP, e sua disciplina, tendo por referência o regime de acesso à rede aplicável no âmbito do regime de remuneração garantida da produção de eletricidade em regime especial, previsto no n.º 4 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e as especificidades da produção em cogeração.

3 — A portaria referida no número anterior é aprovada no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

4 — [Revogado].

5 — [Revogado].

6 — [Revogado].

7 — [Revogado].

8 — [Revogado].

9 — [Revogado].

10 — [Revogado].

11 — [Revogado].

12 — [Revogado].

Artigo 4.º-A

Modalidade especial do regime remuneratório

1 — A remuneração da energia fornecida pelo cogrador de uma instalação enquadrada na modalidade especial do regime remuneratório, nos termos da alínea *b)* do n.º 1 do artigo anterior, efetua-se nos termos seguintes:

a) Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda é o que resultar dos contratos livremente celebrados entre o cogrador e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;

b) Fornecimentos de energia elétrica ao CUR, sendo que o preço de venda da energia ativa é igual a uma tarifa de referência, a que acresce, quando aplicável:

i) Um prémio de elevada eficiência, calculado em função da poupança de energia primária realizada na cogeração quando esta seja de elevada eficiência;

ii) Um prémio de energia renovável, em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos na cogeração renovável, independentemente da eficiência da instalação.

2 — Se, durante o período de atribuição da tarifa de referência, a instalação de produção passar a utilizar energia primária renovável ou a ser considerada de elevada eficiência, pode aquela beneficiar dos prémios, consoante aplicável, enumerados na alínea *b)* do número anterior pelo período remanescente, devendo para tal demonstrar a verificação das referidas alterações nos termos do artigo 18.º-A.

3 — Os pagamentos da tarifa de referência, do prémio de elevada eficiência e do prémio de energia renovável ficam sujeitos à condição de a eletricidade produzida em

cogeração e o calor residual serem efetivamente utilizados para realizar economias de energia primária.

4 — A tarifa de referência, do prémio de elevada eficiência e do prémio de energia renovável são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora para os Serviços Energéticos (ERSE).

5 — O prémio de elevada eficiência pode ser diferenciado segundo a poupança de energia primária obtida pela instalação de cogeração, a tecnologia utilizada e o tipo de energia primária.

6 — O prémio de energia renovável pode ser diferenciado segundo a percentagem de energia primária consumida com origem em fontes de energia renováveis.

7 — A tarifa de referência, o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável são contratados e pagos pelo CUR, nos termos a estabelecer na portaria prevista no n.º 4.

8 — A tarifa de referência, o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável não são devidos durante o período de ensaios da instalação de cogeração, cabendo ao cogrador comunicar à da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e ao CUR a data em que termine esse período.

9 — O CUR é ressarcido através da tarifa de uso global do sistema, nos termos do disposto no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, 23 de agosto.

10 — Tendo em conta a natureza específica da cogeração, a tarifa de referência, o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável devem refletir os benefícios ambientais, as perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição e o perfil horário de funcionamento da produção de energia elétrica, que no seu conjunto refletem a síntese da distinção do contributo global da cogeração para a poupança de energia primária.

11 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, o valor dos prémios de elevada eficiência e de energia renovável, atribuídos cumulativa ou individualmente a uma instalação de cogeração, não pode exceder o montante de € 7,5/MWh.

Artigo 4.º-B

Modalidade geral do regime remuneratório

1 — A modalidade geral do regime remuneratório compreende duas submodalidades, denominadas A e B, em que:

a) A submodalidade A integra as cogerações com potência de injeção à rede igual ou inferior a 20MW que operam em modo de autoconsumo da eletricidade produzida, sendo a energia não consumida entregue ao CUR, nos termos do n.º 3;

b) A submodalidade B integra as cogerações que operam em regime de venda, total ou parcial, de eletricidade produzida em mercados organizados ou mediante contratos bilaterais.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, considera-se que a cogeração opera em modo de autoconsumo quando a energia elétrica produzida, para além da utilizada nos serviços auxiliares, se destine ao abastecimento de uma unidade de utilização associada, e a energia térmica se destine ao próprio cogrador ou seja fornecida a terceiros.

3 — A energia produzida ao abrigo da alínea a) do n.º 1, que não seja consumida na unidade de utilização associada,

pode ser vendida ao CUR, nos termos a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sem prejuízo do disposto no artigo 5.º-A.

4 — O produtor que não pretenda celebrar contrato de venda da eletricidade com o CUR, nos termos do presente artigo, preferindo estabelecer outro tipo de relacionamento comercial, designadamente, a venda em mercados organizados ou mediante contrato bilateral da eletricidade não consumida na instalação de utilização associada à instalação de cogeração, deve enquadrar-se na submodalidade B da modalidade geral do regime remuneratório.

5 — As instalações de cogeração destinadas a autoconsumo ou cujas instalações de utilização associadas consomem a energia produzida por aquelas, ao abrigo de qualquer submodalidade, e que se encontrem ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após a obtenção do título que habilita a entrada em exploração, calculada nos termos do artigo seguinte.

6 — Na submodalidade B da modalidade geral, a remuneração da energia fornecida pelos cogradores é efetuada através de:

a) Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda é o que resultar dos contratos celebrados entre o cogrador e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;

b) Fornecimentos de energia elétrica a cliente ou clientes diretamente ligados à instalação de cogeração, em que o preço de venda é o que for livremente estabelecido entre as partes, não incidindo sobre estes fornecimentos tarifas de acesso às redes, com exceção da tarifa de uso global do sistema, nos termos a prever em regulamentação da ERSE;

c) Fornecimentos de energia elétrica através da celebração de contratos bilaterais com clientes ou comercializadores, em que o preço de venda é o que for livremente estabelecido entre as partes;

d) Fornecimentos em mercados organizados, em que o preço é o que resultar das vendas realizadas nesses mercados.

Artigo 4.º-C

Pagamento de compensação pelas instalações de cogeração em autoconsumo

1 — A compensação referida no n.º 5 do artigo anterior, devida pelas instalações de cogeração destinadas a autoconsumo ou cujas instalações de utilização associadas consomem a energia produzida por aquelas, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$CCOG_{\alpha,t} = PCOG \times VCIEG_{\alpha,t} \times Kt$$

Sendo:

a) « $CCOG_{\alpha,t}$ » — A compensação paga, em euros, no mês m por cada kW de potência instalada, num dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção em autoconsumo através de uma instalação de cogeração;

b) « $PCOG$ » — O valor da potência elétrica instalada da instalação de cogeração, constante no respetivo certificado ou licença de exploração;

c) « $VCIEG_{\alpha,t}$ » — O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva instalação de cogeração, medido em

€ por kW, para um dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, apurado no ano «t» nos termos do número seguinte;

d) «Kt» — O coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao «VCIEG_{a,t}» tendo em consideração a representatividade da potência total registada das instalações de cogeração com potência elétrica instalada igual ou inferior a 20MW no Sistema Elétrico Nacional, no ano «t»;

e) «t» — O ano de emissão do título de exploração da respetiva instalação de cogeração;

f) «a» — Nível de tensão ou tipo de fornecimento, podendo ser muito alta tensão (MAT), a alta tensão (AT), a média tensão (MT), a baixa tensão especial (BTE), a baixa tensão normal com potência contratada igual ou superior a 20,7 kVA (BTN>) e a baixa tensão normal com potência contratada inferior a 20,7 kVA (BTN<).

2 — O «V_{CIEG,t}» referido na alínea c) do número anterior é calculado com base na seguinte expressão:

$$VCIEG_{a,t} = n=02CIEGi(t-n)p_{\times 13} + n=02CIEGi,h(t-n)e_{\times 13 \times 4.50012}$$

Em que:

a) «CIEGip» — Corresponde ao somatório do valor das parcelas «i» do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente na alínea c), medido em € por kW, para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários, publicados pela ERSE para o ano «t-n»;

b) «CIEGi,he» — Corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários «h» de cada uma das parcelas «i» dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i), e j), medido em € por kWh, para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários, publicados pela ERSE para o ano «t-n»;

c) «i» — Refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

d) «h» — Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

e) «t» — Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva instalação de cogeração.

3 — O coeficiente de ponderação «Kt», referido na alínea d) do n.º 1 assume os seguintes valores:

a) «Kt» = 50 %, caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas exceda 7,5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

b) «Kt» = 30 %, caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas se situe entre os 5 % e 7,5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

c) «Kt» = 0 %, caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas seja inferior a 5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN.

4 — A verificação dos limiares referidos no número anterior é feita pela DGEG para cada ano civil tendo por base os valores de potência instalada, devendo ser comunicada à ERSE até 30 de setembro do ano anterior.

Artigo 5.º

Duração da modalidade especial

1 — A modalidade especial do regime remuneratório vigora enquanto se mantiverem as condições da sua atribuição, pelo prazo de 120 meses após a emissão do título de controlo prévio para a exploração da instalação de cogeração ou do título de exploração parcelar, consoante o caso, sendo este período prorrogado uma vez pela DGEG, por 60 meses, a pedido do cogrador, desde que se verifique a poupança de energia primária e, quando aplicável, desde que o prémio de elevada eficiência e o prémio de energia renovável devidos durante o período de prorrogação sejam revistos nos termos previstos na portaria a que se refere o n.º 4 do artigo 4.º-A, sem prejuízo da prorrogação adicional prevista no artigo 18.º-A, quando aplicável.

2 — [Revogado].

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

Artigo 5.º-A

Contrato com o CUR no âmbito da submodalidade A do regime remuneratório geral

1 — Preenchidos os requisitos do n.º 3 do artigo 4.º-B, o CUR, quando o produtor o solicite, contrata com este a compra da eletricidade proveniente da cogeração e que não seja consumida pela unidade de utilização associada.

2 — O contrato de compra e venda referido no número anterior deve prever, nomeadamente, os seguintes termos e condições:

a) O prazo máximo de 10 anos, renovável por períodos de cinco anos, salvo quando haja oposição à renovação por qualquer das partes com 60 dias de antecedência, a exercer por escrito e nos termos dos números seguintes, ou se verifiquem outras causas de extinção do contrato;

b) A remuneração da energia adquirida pelo CUR, a qual é determinada de acordo com o disposto no presente decreto-lei e na portaria prevista no n.º 3 do artigo 4.º-B;

c) A periodicidade da faturação pelo CUR, a qual não pode ser superior a dois meses.

3 — Sem prejuízo do disposto na alínea a) do número anterior, o CUR opõe-se à renovação do prazo inicial ou de prorrogação do contrato de compra e venda quando a DGEG, por razões relacionadas com a sustentabilidade do SEN ou política energética, determine, mediante despacho devidamente fundamentado, a não renovação dos contratos que se encontrem em vigor.

4 — O despacho referido no número anterior é homologado pelo membro do Governo responsável pela área da energia e publicitado no sítio na Internet da DGEG.

Artigo 6.º

Mudança de modalidade de regime remuneratório

1 — O cogedor pode mudar de regime remuneratório a qualquer momento, do especial para o geral, nos termos dos números seguintes e desde que preencha os requisitos aplicáveis à submodalidade de destino.

2 — O cogedor que se encontre enquadrado na modalidade especial do regime remuneratório pode mudar para qualquer submodalidade da modalidade geral, desde que cumpra os requisitos aplicáveis à submodalidade de destino, apenas podendo regressar à modalidade de origem após, pelo menos, dois anos de permanência na modalidade geral.

3 — [Revogado].

4 — O procedimento de mudança de modalidade previsto nos n.ºs 1 e 2, nomeadamente as matérias relativas à sua admissibilidade, ao prazo de pré-aviso mínimo e à data de produção de efeitos daquela, é estabelecido em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

5 — A mudança de modalidade de regime remuneratório a que se referem os números anteriores não interrompe ou suspende a contagem dos prazos iniciais que se encontrem em curso nos termos dos artigos 5.º ou 5.º-A.

6 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, consideram-se suspensos os efeitos do contrato celebrado com o CUR ao abrigo do artigo 5.º, devendo o cogedor, quando mude da modalidade especial do regime remuneratório para a submodalidade A da modalidade geral do regime remuneratório, celebrar novo contrato com o CUR, nos termos do disposto no artigo 5.º-A.

CAPÍTULO III

Acesso à atividade de produção em cogeração

SECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 7.º

Controlo prévio da produção em cogeração

1 — O exercício da atividade de produção em cogeração é livre, podendo ser exercida por pessoas singulares ou coletivas, de direito público ou privado, sem prejuízo da sujeição a controlo prévio para a instalação e exploração da respetiva instalação, nos termos do presente decreto-lei.

2 — Os títulos do controlo prévio variam de acordo com a dimensão da instalação de cogeração, nos seguintes termos:

a) Registo da instalação da cogeração e correspondente certificado de exploração, no caso da microcogeração, independentemente do regime remuneratório aplicável;

b) Comunicação prévia com prazo e correspondente certificado de exploração, no caso da cogeração de pequena dimensão não enquadrada no regime remuneratório especial;

c) Licença de produção e correspondente licença de exploração, nos demais casos.

3 — Sem prejuízo do cumprimento das normas da concorrência e do estabelecido no presente decreto-lei, é permitida a acumulação pelo mesmo cogedor de títulos de controlo prévio para a produção em cogeração.

4 — A cada cogeração corresponde um título de controlo prévio para a totalidade da unidade de cogeração.

5 — A exploração em regime industrial de cada um dos grupos geradores que, nos termos do título de controlo prévio para a instalação, compõem a cogeração, pode ser autorizada temporariamente por título parcelar de exploração, relativo ao grupo a que respeita, sendo o último respeitante à totalidade da cogeração concedido a título definitivo.

6 — Os procedimentos aplicáveis à atribuição, alteração e extinção dos títulos de controlo prévio previstos nas alíneas a) e b) do n.º 2, são estabelecidos em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta o regime previsto no presente decreto-lei para as licenças de produção e de exploração, aplicável com as necessárias adaptações.

Artigo 8.º

Articulação com o licenciamento das instalações elétricas

1 — [Revogado].

2 — [Revogado].

3 — Sem prejuízo do disposto no número seguinte, a licença de exploração das instalações referidas nos números anteriores é emitida após vistoria para verificação da sua conformidade com os termos da respetiva licença de produção em cogeração e com as normas legais e os regulamentos em vigor, nomeadamente as respeitantes aos regimes jurídicos de prevenção e controlo integrados da poluição e do comércio europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, quando aplicáveis.

4 — Tratando-se de cogeração de pequena dimensão, a licença de exploração é atribuída com base em termo de responsabilidade de técnico responsável pela exploração de instalações elétricas atestando a conformidade da instalação com o projeto aprovado e demais termos da respetiva licença de produção em cogeração, bem como com as normas legais e os regulamentos aplicáveis, sem prejuízo das atribuições do operador da rede a que a cogeração se encontra ligada, relativamente à vistoria das instalações de interface com a rede.

Artigo 9.º

Competência para o licenciamento

1 — A atribuição dos títulos de controlo prévio, incluindo a pronúncia sobre as comunicações prévias com prazo, para a produção em cogeração é competência:

a) Do membro do Governo responsável pela área da energia, no caso de instalações com potência elétrica instalada superior a 10 MW;

b) Do diretor-geral de energia e geologia, no caso de instalações com potência elétrica instalada inferior ou igual a 10 MW.

2 — É ainda competência do diretor-geral de energia e geologia a atribuição de potências de injeção na RESP e da licença de exploração ou certificado de exploração, bem como os demais atos de autorização previstos no presente decreto-lei.

3 — Cabe à DGEG conduzir a instrução e a coordenação dos procedimentos de licenciamento ou autorização previstos no presente decreto-lei.

4 — [Revogado].

Artigo 10.º

Requisitos para atribuição de títulos de controlo prévio

1 — A atribuição dos títulos de controlo prévio para a produção em cogeração depende:

a) Da existência de condições de ligação à RESP adequadas à capacidade de receção de eletricidade, nos termos do disposto no número seguinte, nos casos em que a cogeração seja ligada à RESP;

b) Da segurança da rede elétrica, da fiabilidade das instalações e do equipamento associado, nos termos previstos no Regulamento da Rede de Transporte, no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento de Operação de Redes;

c) Do cumprimento da legislação e regulamentação aplicável no que respeita à ocupação do solo, à localização, à proteção do ambiente, à proteção da saúde pública e à segurança das populações;

d) Do balanço custo-benefício favorável, baseado em análise realizada nos termos do n.º 2 do anexo V do presente decreto-lei, sempre que se trate de uma cogeração cuja potência térmica total seja superior a 20 MW;

e) Da poupança de energia primária, da produção de calor útil e da eficiência global da cogeração, calculadas ou apuradas nos termos do presente decreto-lei.

2 — Para efeitos da alínea *a)* do número anterior, considera-se que existem condições de ligação à RESP quando:

a) O operador da RNT ou da RND, conforme o caso, a que a cogeração pretenda ligar-se tenha emitido parecer favorável, nos 6 meses anteriores ao pedido de atribuição do título de controlo prévio para a instalação da cogeração, nos casos em que a modalidade de regime remuneração escolhida seja a geral;

b) A DGEG tenha atribuído potência de injeção de energia elétrica na RESP, nos termos da portaria referida na alínea *b)* do n.º 1 do artigo 4.º, nos casos em que a modalidade de regime de remuneração pretendida seja a especial.

3 — Para os efeitos do disposto na alínea *a)* do n.º 1, verifica-se inadequação da capacidade de receção de energia elétrica na RESP quando a potência a injetar nos termos da alínea *a)* do n.º 1 exceda a capacidade total no ponto de ligação pretendido, tendo em conta o disposto no número seguinte, exceto quando, sendo possível efetuar um reforço da rede, o cogrador suporte os respetivos custos.

4 — Na sequência de pedido do promotor, o parecer referido na alínea *a)* do n.º 2 é prestado pelo operador da RNT, para cogerações com potência elétrica superior a 50 MW, ou pelo operador da RND, nos restantes casos, tendo em conta as indicações constantes do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) ou o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD), consoante aplicável.

5 — O parecer referido no número anterior é entregue ao promotor no prazo de 44 dias úteis, ou de 88 dias úteis para projetos que impliquem uma consulta ao outro operador da rede interligada, contados a partir da data da apresentação do pedido e mediante o pagamento de um preço pelo serviço prestado, a estabelecer no Regulamento das Relações Comerciais.

6 — As instalações de cogeração que utilizem combustíveis com coeficientes de emissão iguais ou inferiores aos do gás natural têm prioridade na obtenção de condições de ligação à RESP, nos mesmos termos da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, mas sem dificultar o acesso à rede da eletricidade de origem renovável.

7 — [Revogado].

8 — [Revogado].

Artigo 11.º

Encargos de ligação às redes

1 — Os encargos e condições comerciais de ligação às redes de instalações de cogeração são estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais aprovado pela ERSE.

2 — O cogrador é responsável pelos custos de ligação.

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

Artigo 12.º

Acesso e funcionamento das redes

1 — Os operadores da RESP devem proporcionar aos cogradores, de forma não discriminatória e transparente e com base em tarifas aplicáveis a todos os utilizadores das redes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, o acesso prioritário ou garantido às respetivas redes da eletricidade produzida em cogerações de elevada eficiência, nos mesmos termos aplicáveis à eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis mas sem dificultar o acesso à rede da eletricidade de origem renovável.

2 — No intuito de simplificar e encurtar os procedimentos de autorização para ligação, os operadores da RESP podem facilitar, de modo especial, a ligação à rede de instalações de cogeração de elevada eficiência a partir de unidades de pequena dimensão e da microcogeração, adotando, sempre que possível, processos de notificação simples do tipo «instalação e informação» aplicáveis à microcogeração.

3 — Sempre que adequado, os operadores da RNT e RND incentivam a instalação da cogeração de elevada eficiência na proximidade de zonas em que exista procura, de modo a reduzir os encargos relativos à ligação e à utilização das redes.

4 — Os operadores da RESP devem tomar medidas operacionais adequadas para prevenir ou minimizar o estabelecimento de limitações ao transporte e distribuição de eletricidade proveniente de cogerações.

5 — Quando, por razões relacionadas com a segurança e fiabilidade das redes ou com a segurança do abastecimento, sejam impostas limitações significativas ao transporte e distribuição da eletricidade proveniente de cogerações, tais limitações devem ser reportadas de forma imediata pelo operador da rede à DGEG com a indicação das medidas corretivas que serão adotadas.

6 — No exercício das suas competências, a ERSE, os operadores da RNT e RND e a DGEG devem assegurar que as tarifas de rede e a regulamentação das redes preenchem os critérios previstos no anexo VI e requisitos da legislação em vigor sobre a eficiência energética e designadamente as orientações e os códigos desenvolvidos por força do

Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade.

7 — Para além das obrigações previstas no n.º 1, os operadores da RESP devem satisfazer os requisitos previstos no anexo VII.

8 — Sempre que seja técnica e economicamente viável tendo em conta o modo de exploração da instalação de cogeração de elevada eficiência, o respetivo cogrador pode oferecer serviços de sistema aos operadores da RNT e RND, devendo tais serviços ser contratados através de um processo de concurso transparente, não discriminatório e passível de controlo.

Artigo 12.º-A

Exploração e inspeções

1 — As operações de exploração, manutenção e reparação no ramal de interligação são efetuadas pelo operador da rede que recebe a energia, o qual, se necessário e em qualquer momento, tem acesso a esse ramal e ao órgão de manobra que permite desligar o sistema de produção da rede recetora.

2 — Quando a energia produzida na instalação de cogeração seja transacionada no âmbito de contratos bilaterais, devem os mesmos contratos a celebrar entre o produtor e o operador da rede que recebe a energia indicar quais os interlocutores a que cada uma das partes se deve dirigir no caso de pretender efetuar qualquer intervenção.

3 — A exploração do sistema de produção é conduzida de modo a não perturbar o funcionamento normal da rede que recebe a energia.

4 — O operador da rede que recebe a energia tem o direito de inspecionar periodicamente as regulações e as proteções das instalações de produção ligadas à sua rede.

Artigo 12.º-B

Equipamentos e procedimentos técnicos de medição

1 — A medição da energia e da potência, para efeitos da faturação da energia fornecida pelo cogrador, é realizada por contadores que assegurem a leitura diferenciada para a medida da energia fornecida ao cogrador e injetada por este na RESP, independentemente da dimensão da instalação de cogeração ou do regime remuneratório aplicável.

2 — Os transformadores de medida podem ser comuns às medidas da energia fornecida e da energia recebida.

3 — Os equipamentos e os procedimentos técnicos usados nas medições da energia fornecida pelos cogradores são análogos aos usados pela rede para a medição da energia fornecida a consumidores.

SECÇÃO II

Procedimento de atribuição da licença em cogeração

Artigo 13.º

Plataforma eletrónica do controlo prévio da cogeração

1 — Todos os pedidos, comunicações e notificações, incluindo peças gráficas ou, em geral, quaisquer declarações relacionadas com o controlo prévio das instalações de cogeração, entre os interessados e outros intervenientes no procedimento, devem ser efetuados por meios eletrónicos,

através dos sítios de Internet que disponibilizam o Portal da DGEG, sem prejuízo da sua interconexão com o Portal do Cidadão e o Portal da Empresa.

2 — A plataforma referida no número anterior assegura:

a) O recurso a meios de autenticação segura, designadamente através do cartão de cidadão ou da chave móvel digital, nos termos do artigo 4.º da Lei n.º 37/2014, de 26 de junho;

b) A disponibilização de informação e dados em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, nos termos da Lei n.º 36/2011, de 21 de junho;

c) A interligação com a plataforma de interoperabilidade da Administração Pública e com o sistema de pesquisa online de informação pública a que se refere o do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

3 — No âmbito dos procedimentos administrativos previstos neste decreto-lei, os requerentes podem solicitar a dispensa da apresentação dos documentos em posse de qualquer serviço ou organismo da Administração Pública, nos termos do artigo 28.º-A do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

Artigo 14.º

Pedido de licença de produção em cogeração

1 — O procedimento para atribuição de licença de produção em cogeração inicia-se com a apresentação, por meios eletrónicos, de um pedido devidamente instruído nos termos previstos nos números seguintes, dirigido à entidade competente para o licenciamento.

2 — O pedido é instruído com os seguintes elementos:

a) Identificação completa do requerente, incluindo o endereço eletrónico de contacto;

b) Informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede, nos termos do n.º 3, ou, no caso previsto na segunda parte da alínea b) do n.º 2 do artigo 10.º, cópia da notificação comunicando a atribuição de potência de injeção na RESP, quando o requerente pretenda ligar-se à RESP;

c) Projeto da instalação de cogeração e os demais elementos estabelecidos no anexo IV do presente decreto-lei, do qual faz parte integrante;

d) Demonstração do cálculo da poupança de energia primária, conforme o anexo III, bem como, sempre que se trate de uma cogeração cuja potência térmica total seja superior a 20MW, o resultado de uma avaliação dos custos e dos benefícios relativos ao funcionamento da instalação como cogeração de elevada eficiência com base em análise custo-benefício realizada nos termos do n.º 2, do anexo V;

e) Demonstração da fração de consumo de energia primária de fonte renovável, quando aplicável;

f) Demonstração ou comprovativo contratual com terceiros, se for o caso, da utilização da energia térmica produzida em cogeração, de acordo com o conceito de calor útil definido no artigo 2.º, apresentando a devida justificação;

g) Cronograma das ações necessárias para a instalação da unidade de cogeração, incluindo a indicação do prazo para entrada em exploração;

h) Declaração de impacte ambiental (DIA) favorável ou favorável condicionada ou decisão de conformidade ambiental do projeto de execução, conforme aplicável nos termos do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, ou decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais (DIncA), quando legalmente exigível;

i) [Revogada];

j) Quando a instalação de produção em cogeração implique a realização de operação urbanística sujeita a controlo prévio nos termos do Decreto-Lei n.º 555/99, de 16 de dezembro, que estabelece o regime jurídico da urbanização e edificação (RJUE), projeto de arquitetura aprovado ou informação prévia favorável, requerida nos termos do n.º 2 do artigo 14.º do RJUE.

3 — Nos casos previstos na alínea j) do número anterior, não pode ser emitido o alvará de licença ou apresentada a comunicação prévia de operação urbanística, sem que seja emitida a licença de produção em cogeração.

4 — A informação referida na primeira parte da alínea b) do número anterior é prestada pelo operador da RNT, para cogerações com potência elétrica superior a 50 MW, ou pelo operador da RND, nos restantes casos, tendo em conta o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) e o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD), devendo ser prestada no prazo de 40 dias, ou de 90 dias para projetos que impliquem uma consulta a outro operador de rede com a qual a RNT esteja interligada, contados a partir da data da apresentação da solicitação do interessado e mediante o pagamento de um preço pelo serviço prestado, a estabelecer no Regulamento das Relações Comerciais.

5 — A portaria prevista no n.º 2 do artigo 4.º pode determinar que elementos instrutórios do pedido de atribuição de licença de produção sejam apresentados antecipadamente, no âmbito da instrução do procedimento para atribuição do ponto de receção.

Artigo 15.º

Marcha do procedimento

1 — No prazo máximo de 20 dias após a receção do pedido, a DGEG verifica a sua conformidade à luz do disposto no artigo anterior e, se for caso disso, solicita ao requerente, por meios eletrónicos, elementos em falta ou complementares, a juntar no prazo de 10 dias.

2 — A falta de apresentação no prazo fixado dos elementos solicitados nos termos do número anterior implica o indeferimento do pedido.

3 — Sem prejuízo de outras situações legalmente previstas ou dos casos em que a DGEG considere ser necessário solicitar informação a outras entidades, a DGEG deve solicitar, por meios eletrónicos, ao operador da rede a que se liga a instalação de cogeração a licenciar para se pronunciar sobre a conformidade do pedido com os regulamentos aplicáveis.

4 — O prazo para a emissão de informação ou de parecer solicitado referido no número anterior é de 20 dias contados a partir da data de receção do pedido formulado pela DGEG.

5 — As informações ou os pareceres prestados nos termos do presente artigo devem ser objetivos, fundamentados

e conclusivos e obrigatoriamente colhidos e emitidos por meio eletrónicos.

Artigo 16.º

Decisão

1 — Concluído o procedimento, a entidade licenciadora profere decisão ou projeto de decisão do pedido no prazo de 30 dias, tendo em conta os requisitos estabelecidos no artigo 10.º e as disposições do Código do Procedimento Administrativo relativas à audiência prévia.

2 — Em caso de decisão final favorável, ou condicionalmente favorável, considera-se atribuída a licença de produção em cogeração.

3 — Em caso de indeferimento do pedido de atribuição de licença de produção em cogeração, o requerente é informado das razões determinantes da mesma, as quais devem ser objetivas e não discriminatórias.

4 — A decisão proferida sobre o pedido de atribuição da licença de produção em cogeração é dada também a conhecer ao operador da rede relevante, bem como divulgada no sítio da Internet da DGEG.

5 — Concluído o processo de licenciamento nos termos do presente decreto-lei, a exploração deve iniciar-se, observado o disposto nos n.ºs 3 e 4 do artigo 8.º, no prazo fixado na licença de produção em cogeração, o qual não poderá exceder 36 meses contados da atribuição desta licença.

6 — O prazo referido no número anterior pode ser prorrogado pela entidade licenciadora a pedido devidamente fundamentado do cogrador, até ao máximo de dois períodos de 12 meses, se a impossibilidade do cumprimento do prazo não lhe for imputável.

7 — A licença de produção em cogeração caduca se a exploração não for iniciada dentro do prazo fixado nos termos do n.º 5, ou da prorrogação concedida nos termos do número anterior.

SECÇÃO III

Regime da licença de produção

Artigo 17.º

Direitos do cogrador

1 — O cogrador tem os direitos de:

- a) Consumir ou fornecer a energia térmica produzida;
- b) Consumir a energia elétrica produzida ou fornecê-las nas condições estabelecidas no presente decreto-lei;
- c) Realizar paralelo com a RESP, nos termos da regulamentação aplicável;
- d) Adquirir a eletricidade de reserva ou de reforço;
- e) Ter prioridade na entrega de energia à RESP, nos termos do artigo 12.º;
- f) Fornecer serviços de sistema através de contratação bilateral com o operador de sistema ou através de mercados organizados para o efeito, nas condições estabelecidas no presente decreto-lei e demais regulamentação aplicável;
- g) Fornecer energia elétrica em situação de indisponibilidade da RESP aos consumidores que estejam ligados à instalação de cogeração.

2 — Para efeitos do fornecimento referido na alínea b) do número anterior, o cogrador pode estabelecer linhas diretas próprias para o abastecimento de terceiros, ou li-

nhas internas para abastecimento próprio, as quais não integram a RESP.

3 — Para efeitos do disposto na alínea *d*) do n.º 1, entende-se como eletricidade de reserva a eletricidade que deve ser fornecida pela rede elétrica sempre que haja perturbação, inclusivamente em períodos de manutenção ou de avaria do processo de cogeração, e como eletricidade de reforço, a eletricidade fornecida pela rede elétrica caso a procura de eletricidade seja superior à produção pelo processo de cogeração.

Artigo 18.º

Deveres do cogrador

1 — O cogrador tem os seguintes deveres:

a) Entregar e receber energia elétrica de acordo com as normas técnicas aplicáveis e de modo a não introduzir perturbações no normal funcionamento da RESP;

b) Quando aplicável, estabelecer contratos de venda total ou parcial e aquisição de energia elétrica com os clientes finais ou com os comercializadores ou, se for caso disso, com o CUR, sendo que o regime de opção pela modalidade especial exclui a modalidade geral, exceto nos fornecimentos de energia elétrica a cliente ou clientes diretamente ligados a instalação de cogeração;

c) Observar as condições técnicas e de segurança de ligação às redes de transporte e distribuição da RESP, em conformidade com os regulamentos aplicáveis;

d) Cumprir as regras estabelecidas para a injeção de energia reativa no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição e do Regulamento de Relações Comerciais, sem prejuízo do direito previsto na alínea *f*) do n.º 1 do artigo anterior;

e) Adquirir e instalar o equipamento de telecontagem para a produção de energia elétrica;

f) Requerer a atribuição de licença de produção para a realização de alterações ou renovações substanciais à cogeração;

g) Comunicar previamente à DGEG a realização de quaisquer alterações ao centro eletroprodutor que não se reconduzam às alterações previstas na alínea anterior.

2 — Caso a potência de ligação seja superior a 10 MW e o fornecimento da energia elétrica não seja efetuado em mercados organizados ou através de contratação bilateral, comunicar ao gestor da RESP envolvida, e ou à concessionária da RNT na sua função de gestor global do Sistema Elétrico Nacional (SEN), com uma antecedência mínima de 36 horas em relação ao início de um determinado dia, o regime de produção da energia elétrica que prevê injetar na RESP nesse dia.

3 — A participação do cogrador nos diversos mercados requer a obtenção do estatuto de agente de mercado nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais, ou a sua representação por agente de mercado que assuma, em seu nome, os correspondentes deveres e direitos perante o mercado.

Artigo 18.º-A

Alteração da cogeração

1 — Considera-se alteração da cogeração qualquer modificação introduzida nas características da instalação ou da sua ligação à rede que constem da decisão de atribuição do

ponto de receção, quando aplicável, ou do título de controlo prévio e, nomeadamente, as seguintes modificações:

a) O reforço da potência instalada ou de ligação até ao limite de 20 % da fixada no título de controlo prévio para injeção na rede, sem prejuízo do disposto na subalínea *i*) da alínea *b*) do n.º 1 do artigo 4.º, quando aplicável;

b) A mudança de ponto de receção para outra zona de rede, nos casos em que esta não envolva a deslocalização de uma cogeração já existente ou em obra, exceto quando a mudança de localização seja necessária para superar a perda de cliente da energia térmica não imputável ao cogrador;

c) A conversão para cogeração de elevada eficiência que utilize ou passe a utilizar uma energia primária de fonte renovável ou gás natural, desde que a conversão não constitua renovação substancial;

d) A mudança de ponto de receção dentro da mesma zona de rede, a alteração de tensão nominal, o regime do neutro e a potência de curto-circuito, bem como as alterações que impliquem reduções da potência de ligação ou instalada ou a mera substituição de transformadores ou outros componentes técnicos que não envolvam acréscimos de potência de injeção na RESP.

2 — As alterações enumeradas no número anterior carecem de autorização, exceto as previstas na alínea *d*), que são objeto de mera comunicação prévia dirigida à DGEG e averbamento.

3 — A renovação referida na alínea *r*) do artigo 2.º-A e as alterações não compreendidas nos números anteriores são consideradas substanciais carecendo de novo procedimento de controlo prévio e, se for o caso, de nova atribuição de potência de ligação à RESP, nos termos e condições a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 — A alteração prevista no n.º 2 que seja autorizada e realizada em contexto de aplicação do regime especial de remuneração não determina qualquer interrupção da contagem dos prazos de duração do referido regime de remuneração, que continuam a correr, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

5 — O prémio de elevada eficiência e ou o prémio de energia renovável a que as instalações enquadradas no regime especial de remuneração passem a poder beneficiar, no seguimento da autorização referida no n.º 2, são devidos a partir do mês seguinte ao da entrada em exploração da alteração autorizada e vigora até ao final do prazo de duração do regime especial de remuneração que estiver em aplicação.

6 — A alteração não substancial autorizada nos termos do n.º 2 de que resulte um aumento da eficiência global da cogeração e cujo custo seja superior a 25 % do custo do investimento numa nova unidade comparável, habilita o cogrador, mediante pedido fundamentado à DGEG, a uma prorrogação suplementar do período de aplicação da modalidade especial do regime remuneratório pelo período máximo de três anos.

7 — O prazo para entrada em exploração da alteração autorizada nos termos do n.º 2 observa o disposto nos n.ºs 5 e 6 do artigo 16.º

Artigo 19.º

Transmissão da licença

1 — A transmissão da licença de produção em cogeração ou a cedência, a qualquer título, da gestão ou da exploração da cogeração deve ser comunicada à DGEG, por meios eletrónicos, pelo titular da licença, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — A comunicação a que se refere o número anterior é acompanhada de cópia do contrato que titula a transmissão ou cedência, da data em que esta produz efeitos e da identificação completa do transmissário ou cessionário.

3 — Para as instalações de cogeração com potência elétrica superior a 20 MW, a transmissão de licença de produção segue o regime previsto para a produção em regime ordinário constante do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Artigo 19.º-A

Desqualificação da cogeração renovável e ou de elevada eficiência

1 — A cogeração renovável e ou de elevada eficiência que, beneficiando do prémio de energia renovável e ou do prémio de elevada eficiência, deixe de cumprir os requisitos de que depende a atribuição de uma ou outra classificação perde de imediato o referido prémio, só podendo voltar a adquiri-lo quando comprove a recuperação de tal classificação.

2 — A recuperação da classificação da cogeração como renovável e ou de elevada eficiência ocorre no mês seguinte à sua verificação em auditoria promovida pelo cogrador.

3 — O período de duração da desclassificação não afeta a continuidade da contagem do prazo de duração da modalidade especial que não se interrompe, sem prejuízo do disposto no artigo seguinte.

4 — O produtor deve comunicar à DGEG, de imediato, a ocorrência de circunstâncias determinantes da perda da classificação a que se refere o n.º 1, e o período estimado para a sua superação.

5 — Cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia definir, se necessário, mediante portaria, o circunstancialismo relevante para efeitos da boa aplicação do presente artigo.

Artigo 19.º-B

Desqualificação da cogeração

1 — Quando a instalação deixar de cumprir os requisitos inerentes à sua qualificação como unidade de produção em cogeração, de acordo com as regras do presente decreto-lei, o cogrador, independentemente da respetiva modalidade de regime remuneratório, deve informar a DGEG, de imediato, e repor a situação no prazo fixado pela DGEG, desde que não inferior a três meses nem superior a oito meses, não prorrogáveis, ou, na falta de fixação, no prazo de seis meses, contados da data da perda dos referidos requisitos ou, não sendo o caso, solicitar, no momento da referida informação, a convocação do licenciamento para outro regime jurídico da produção de eletricidade compatível com o estado de funcionamento da unidade de produção.

2 — Quando a perda de requisitos seja verificada na sequência de ação de fiscalização ou auditoria, o cogrador é notificado da não verificação dos requisitos da instalação como unidade de produção em cogeração e solicitado a

repor a situação ou requerer a convocação do respetivo licenciamento nos termos do número anterior, devendo a notificação estar acompanhada do relatório da fiscalização ou auditoria.

3 — Sem prejuízo do disposto no artigo anterior, decorridos três meses após a notificação referida no número anterior e caso o cogrador não tenha requerido a convocação do licenciamento ou apresentado relatório elaborado por auditor que ateste as medidas tomadas e a reposição do funcionamento da instalação como unidade de produção em cogeração, a DGEG promove nova ação de fiscalização ou auditoria para verificação do cumprimento dos referidos requisitos.

4 — Caso o relatório do auditor do cogrador ou a ação de fiscalização ou auditoria da DGEG realizados nos termos do número anterior conclua que se mantém o incumprimento dos requisitos inerentes à qualificação da instalação como unidade de produção em cogeração, a DGEG, após pronúncia do cogrador em cinco dias úteis, emite declaração de desqualificação da instalação como cogeração.

5 — A declaração de desqualificação implica a caducidade imediata e automática do título de controlo prévio atribuído ao cogrador, no âmbito do presente decreto-lei, com todas as consequências legais, incluindo no plano remuneratório que estiver a cargo do CUR, sendo notificada ao cogrador, ao operador da rede relevante e, se for o caso, ao CUR, nas 24 horas subsequentes, para cancelamento da emissão de garantias ou certificados de origem e do pagamento da tarifa e prémios aplicáveis.

6 — A DGEG está obrigada a suspender, de imediato, o pagamento da tarifa e dos prémios pagos pelo CUR, no âmbito dos regimes remuneratórios previstos no presente decreto-lei, de que a cogeração beneficie, logo que tenha conhecimento fundado de que a cogeração incorreu em perda dos requisitos inerentes à sua qualificação como unidade de produção em cogeração, sem prejuízo do disposto nos n.ºs 7 e 9.

7 — A suspensão prevista no número anterior não opera, na totalidade, quanto ao pagamento da tarifa, quando a perda de requisitos tenha sido comunicada pelo cogrador nos termos previstos no n.º 1 e este declare estar a adotar medidas para repor a situação, a ocorrer no prazo fixado pela DGEG ou no prazo supletivo previsto no n.º 1, não prorrogável, caso em que a suspensão total só será determinada a partir do final deste prazo se não for reposto o funcionamento em modo de cogeração, sem prejuízo da suspensão do pagamento de prémios nos termos do artigo anterior.

8 — Nos casos previstos no número anterior, durante o período aí referido, o cogrador recebe 75 % da tarifa, sendo os remanescentes 25 % pagos no mês seguinte após este demonstrar que recuperou os requisitos inerentes à sua qualificação como unidade de cogeração e se esta recuperação ocorrer dentro do prazo fixado pela DGEG ou no prazo supletivo previsto no n.º 1.

9 — Quando, nos casos previstos no número anterior, a situação não seja reposta no prazo fixado pela DGEG ou no prazo supletivo previsto no n.º 1, o cogrador devolve ao CUR a diferença entre o montante recebido durante aquele período, a título de tarifa, e o valor que lhe seria devido caso o valor da mesma energia fosse calculado nos termos do previsto no artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

10 — Durante o período de suspensão de pagamentos nas situações previstas no n.º 2, determinada nos termos

do disposto no n.º 6, a eletricidade injetada na rede é paga pelo CUR pelo valor calculado nos termos do disposto no artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

11 — Em qualquer caso, a suspensão de pagamentos da tarifa não afeta a continuidade da contagem do prazo de duração da modalidade especial do regime remuneratório de que beneficie o cogrador, o qual não se interrompe ou suspende.

12 — Para efeitos do disposto no presente artigo, considera-se que a cogeração deixa de cumprir os requisitos inerentes à produção em cogeração quando cesse a produção combinada de energia elétrica e de calor útil de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de calor e eletricidade, de acordo com os conceitos e regras estabelecidos no presente decreto-lei.

Artigo 20.º

Remissão para o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto

Sem prejuízo do disposto no presente decreto-lei, é aplicável à produção em cogeração, com as necessárias adaptações e nomeadamente as decorrentes do previsto no artigo anterior, o disposto nos artigos 15.º, 18.º, 20.º-A, 20.º-B, 21.º, 23.º, 24.º, 25.º, 26.º, 27.º, 28.º e 30.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

CAPÍTULO IV

Garantias de origem

Artigo 21.º

Noção e conteúdo

1 — Qualquer produtor de eletricidade em instalações de cogeração de elevada eficiência pode solicitar à entidade emissora de garantias de origem (EEGO) a emissão de garantia de origem referente à eletricidade produzida em cogeração.

2 — [Revogado].

3 — A garantia de origem destina-se:

a) A comprovar que a quantidade de eletricidade vendida é produzida em cogeração de elevada eficiência;

b) A certificar que a instalação permite a obtenção de uma poupança de energia primária de acordo com o estabelecido no anexo III.

4 — A garantia de origem pode ser utilizada no âmbito da União Europeia e utilizada para fins estatísticos.

5 — A garantia de origem contém as seguintes especificações:

a) O poder calorífico inferior da fonte de combustível a partir da qual foi produzida a eletricidade;

b) O tipo e as quantidades de cada combustível utilizado;

c) A quantidade e a utilização do calor produzido em combinação com a eletricidade;

d) As datas e os locais da produção;

e) A quantidade de eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, nos termos do anexo II, que é coberta pela garantia de origem;

f) A poupança de energia primária, calculada de acordo com o anexo III, com base nos valores de referência harmonizados em matéria de eficiência, estabelecidos nos termos do referido anexo;

g) A eficiência elétrica e térmica nominal da instalação de cogeração;

h) Se, e em que medida, a instalação beneficiou de apoio ao investimento;

i) Se, e em que medida, a unidade de energia beneficiou por qualquer outra via de um regime de apoio nacional, e o tipo de regime de apoio;

j) A identidade, localização, tipo e capacidade (térmica e elétrica) da instalação cogeração em que a energia foi produzida e a data da sua entrada em serviço;

k) A data de emissão, o número de identificação único e a entidade emissora da garantia de origem.

6 — A garantia de origem deve ter um formato normalizado de 1 MWh, correspondente à produção líquida de eletricidade medida à saída da instalação e exportada para a rede

7 — Sem prejuízo do disposto no número seguinte, as garantias de origem emitidas em outros Estados membros são reconhecidas pelo Estado Português.

8 — O reconhecimento de uma garantia de origem proveniente de outro Estado membro pode ser recusado, sempre que, com base em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, existam, nomeadamente, fundadas suspeitas de fraude.

9 — Os prémios e a tarifa de referência previstos no artigo 4.º-A apenas são pagos contra a entrega ao CUR de garantias de origem emitidas pela EEGO, a pedido do cogrador, devendo reverter para a EEGO.

10 — O disposto no n.º 1 não obsta à obtenção pela cogeração renovável da garantia de origem prevista no Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, no que respeita à energia de fonte renovável

Artigo 22.º

Certificado de origem

1 — Qualquer produtor de eletricidade em instalações de cogeração eficiente, quando enquadrado na modalidade especial do regime remuneratório, deve solicitar à EEGO a emissão de certificado de origem referente à eletricidade produzida em cogeração eficiente.

2 — É aplicável ao certificado de exploração, com as necessárias adaptações, o disposto no artigo anterior, à exceção do disposto no n.º 4.

3 — [Revogado].

4 — [Revogado].

Artigo 23.º

Entidade responsável pela emissão das garantias e certificados de origem

1 — As competências relativas à emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem são cometidas à EEGO, nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 — Cabe à DGEG exercer as atribuições e competências de EEGO, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 — As competências relativas à emissão e acompanhamento de garantias e certificados de origem podem ser exercidas por entidade terceira, selecionada mediante procedimento concursal, nos termos a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 24.º

Competências da EEGO

1 — São competências da EEGO:

a) A implementação e gestão de um sistema de emissão de garantias de origem da eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, compreendendo o registo, a emissão, a anulação e cancelamento dos respetivos comprovativos;

b) A implementação e gestão de um sistema de recolha e registo da informação relativa às instalações de cogeração eficiente, mas não de elevada eficiência para registo, emissão, anulação e cancelamento de certificados de origem;

c) A realização, diretamente ou através de auditores externos reconhecidos pela DGEG, de ações de auditoria e monitorização das instalações e equipamentos de produção em cogeração, 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 produzida;

d) A disponibilização para consulta pública, nomeadamente através de uma página na Internet, a disponibilizar pela EEGO, da informação relevante e não confidencial relativa à emissão de garantias e de certificados de origem;

e) A realização de outras ações e procedimentos considerados necessários ao desempenho das suas funções.

2 — Sem prejuízo do disposto na alínea c) do número anterior, a EEGO realiza, anualmente, pelo menos, auditorias a um terço do universo das cogerações, devendo todas as instalações estar auditadas a cada três anos, pelo menos.

3 — Nos anos em que não seja realizada auditoria à instalação, a garantia e o certificado de origem podem ser emitidos apenas com base nos dados obtidos com o licenciamento da cogeração, ou nos dados obtidos na última auditoria realizada, conforme o caso.

4 — Nos casos em que, num dado trimestre, venha a ocorrer diferença face aos valores relevantes determinados na última auditoria que impliquem a alteração do valor da poupança de energia primária em mais de cinco pontos percentuais, o cogrador deve informar a EEGO, por meios eletrónicos.

5 — O modo de exercício das funções da EEGO consta de um manual de procedimentos, a ser elaborado por aquela entidade e aprovado pela DGEG, no prazo de 90 dias após o início de funções da EEGO.

Artigo 25.º

Contabilidade, custos e receitas da EEGO

[Revogado].

CAPÍTULO V

Relatórios e deveres de informação

Artigo 26.º

Potencial nacional de cogeração de elevada eficiência e análise custo-benefício

1 — Compete à DGEG promover e concluir, até 31 de outubro de 2015, uma avaliação exaustiva das potencialidades em matéria de aplicação da cogeração de elevada

eficiência, incluindo a microcogeração de elevada eficiência, da qual devem constar as informações previstas no anexo VIII da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012.

2 — A análise do potencial nacional de cogeração de elevada eficiência, a realizar nos termos do número anterior, deve, nomeadamente:

a) Basear-se em dados científicos bem documentados e respeitar os critérios previstos no anexo IV da Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro;

b) Identificar o potencial em matéria de procura de calor e frio úteis, adequados à cogeração de elevada eficiência, bem como a disponibilidade de combustíveis e de outras fontes de energia a utilizar em cogeração;

c) Incluir um estudo separado dos entraves que podem impedir a realização do potencial nacional de cogeração de elevada eficiência;

d) Ter em conta, especialmente, os entraves em matéria de preços e custos de acesso aos combustíveis, os relacionados com a RESP, os associados a procedimentos administrativos e os ligados à não internalização dos custos externos nos preços da energia.

3 — A avaliação a que se refere o n.º 1 é acompanhada de uma análise de custo-benefício que abranja a totalidade do território, tendo em conta as condições climáticas, a viabilidade económica e a adequação técnica, nos termos da parte 1 do anexo V, e permita identificar as soluções mais eficazes, em termos de recursos e de custos, para responder às necessidades de aquecimento e arrefecimento, devendo a tal análise estar integrada numa avaliação ambiental realizada ao abrigo da Diretiva n.º 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de junho de 2001, relativa à avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente.

4 — Caso a avaliação e análise a que se referem os n.ºs 1 e 3 revelem potencialidades em matéria de aplicação de cogeração de elevada eficiência e de aquecimento e arrefecimento urbano eficientes cujos benefícios excedam os custos, o membro do Governo responsável pela área da energia promove a adoção de medidas adequadas para permitir o desenvolvimento de infraestruturas eficientes de aquecimento e arrefecimento urbano e ou da cogeração de elevada eficiência, bem como a utilização de um sistema de aquecimento e arrefecimento provenientes da produção de calor residual e de fontes de energia renováveis.

5 — Caso a avaliação e análise a que se referem os n.ºs 1 e 3 não revelem potencialidades cujos benefícios excedam os custos, incluindo os custos administrativos de realização da análise de custo-benefício, o membro do Governo responsável pela área da energia promove a adoção de medidas que podem consistir na isenção da análise custo-benefício para novas instalações industriais ou redes de aquecimento ou arrefecimento.

6 — O relatório da avaliação mencionada no n.º 1 é comunicado à Comissão Europeia até 31 de dezembro de 2015.

Artigo 27.º

Relatórios e estatísticas da cogeração

1 — Cabe à DGEG assegurar o cumprimento, em tempo, das obrigações em matéria de elaboração, divulgação e transmissão de relatórios e informação estatística previstas,

designadamente, no artigo 10.º da Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro, bem como no n.º 6 do artigo 24.º da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012.

2 — A EEGO deve fornecer à DGEG, por meios eletrónicos, os dados informativos e relatórios necessários ao cumprimento do disposto no número anterior, ou decorrentes das obrigações legais que lhe estão cometidas.

3 — A EEGO elabora até 30 de abril de cada ano um relatório anual sobre a atividade desenvolvida no ano precedente, que deve incluir os resultados apurados com as auditorias realizadas e ser remetido à DGEG, por meios eletrónicos, bem como divulgado no seu sítio da Internet.

Artigo 28.º

Obrigações de informação dos cogedores

1 — O cogedor está obrigado a fornecer à EEGO, até ao final de cada mês e por meios eletrónicos, os dados informativos sobre os quantitativos da energia térmica e elétrica e, se for caso disso, mecânica produzidos, os quantitativos da energia elétrica adquirida e vendida ao CUR e os quantitativos da energia elétrica adquirida e vendida a terceiros, referentes ao penúltimo mês anterior, em conformidade com formulário a disponibilizar no respetivo sítio da Internet, e, logo que possível, no Portal do Cidadão e no Portal da Empresa.

2 — O cogedor deve, ainda, enviar à DGEG, até ao final do mês de março de cada ano, por meios eletrónicos, a seguinte informação relativa ao ano anterior:

a) A energia térmica e a energia elétrica e ou mecânica produzidas, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

b) A energia térmica útil consumida a partir da energia térmica produzida, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

c) Os combustíveis utilizados e respetivas quantidades, avaliados a partir do poder calorífico inferior;

d) O equivalente energético dos recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos;

e) Os quantitativos da energia elétrica adquirida e vendida ao CUR;

f) Os quantitativos da energia adquirida e vendida a terceiros;

g) A identificação das entidades a quem foi fornecida a energia elétrica;

h) As potências instaladas em cogeração;

i) O número de horas de funcionamento do equipamento em cogeração.

3 — O cogedor está igualmente obrigado:

a) A facultar à EEGO todas as informações e os documentos necessários à emissão e verificação das garantias e certificados de origem;

b) A facilitar o acesso às instalações de produção para o bom desempenho das funções inerentes à emissão e verificação das garantias e certificados de origem;

c) A permitir a realização, prestando a colaboração necessária, de ações de auditoria e monitorização das instalações de cogeração e dos equipamentos de produção e medição de energia, bem como do combustível utilizado e da respetiva fração renovável.

CAPÍTULO VI

Fiscalização e auditorias

Artigo 29.º

Fiscalização técnica

1 — Compete à DGEG a fiscalização técnica relativa ao exercício da atividade de cogeração prevista no presente decreto-lei.

2 — No âmbito das suas competências de fiscalização, a DGEG pode realizar auditorias e inspeções.

3 — Para efeitos do disposto no presente artigo, o cogedor 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 artigo é aplicável às unidades utilizadoras da eletricidade ou da energia térmica proveniente de uma cogeração e a ela diretamente ligadas, sempre que esta seja objeto de auditoria ou inspeção.

Artigo 30.º

Auditorias

1 — As auditorias previstas no presente decreto-lei são efetuadas por auditores devidamente habilitados e reconhecidos nos termos previstos na lei.

2 — Os auditores envolvidos em auditorias previstas no presente decreto-lei devem agir com isenção, objetividade e competência, devendo ser totalmente independentes quer das empresas auditadas quer de empresas que mantenham com estas uma relação de domínio ou grupo, de modo a assegurar a transparência do processo e a prossecução dos objetivos prosseguidos.

3 — O estatuto dos auditores de instalações de cogeração consta de lei.

4 — A DGEG divulga no seu sítio da Internet a lista dos auditores reconhecidos.

CAPÍTULO VII

Contraordenações e sanções acessórias

Artigo 31.º

Contraordenações

1 — Constitui contraordenação punível com coima:

a) De € 150 a € 1500, a infração do disposto no n.º 1 do artigo 19.º;

b) De € 350 a € 4000, a não prestação das informações previstas no n.º 4 do artigo 24.º e nos n.ºs 1 e 2 do artigo 28.º;

c) De € 500 a € 10 000, a infração do disposto nas alíneas a) a d) do n.º 1 do artigo 18.º, no n.º 4 do artigo 19.º-A, nos n.ºs 1 e 2 do artigo 19.º-B e nas alíneas b) e c) do n.º 3 do artigo 28.º;

d) De € 4000 a € 44 800, o exercício da atividade de cogeração sem o respetivo título e a infração do disposto no n.º 2 do artigo 18.º-A.

2 — No caso de as contraordenações referidas no número anterior serem praticadas por pessoa singular, o limite mínimo das coimas é de € 100 e, para os casos previstos nas alíneas *a)*, *b)*, *c)* e *d)* do mesmo número, o máximo a aplicar é de € 800, € 2000, € 2800 e € 3700, respetivamente.

3 — A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas reduzidos para metade.

4 — Com respeito às infrações do disposto nas alíneas *a)* e *d)* do n.º 1 do artigo 18.º e das alíneas *b)* e *c)* do n.º 3 do artigo 28.º, a tentativa é punível, com a coima aplicável à contraordenação consumada, especialmente atenuada.

5 — Os processos de contraordenação previstos no presente decreto-lei são instruídos pela DGEG, cabendo ao diretor-geral da DGEG a aplicação das coimas e sanções acessórias.

6 — O produto resultante da aplicação das coimas reverte em 60 % para o Estado e em 40 % para a entidade licenciadora.

Artigo 32.º

Sanções acessórias

1 — Em função da gravidade da infração e da culpa do agente, podem ser aplicadas, conjuntamente com a coima, as seguintes sanções acessórias:

- a)* A interdição do exercício da atividade de produção em cogeração;
- b)* A privação do direito a subsídio ou benefício outorgado por entidades ou serviços públicos;
- c)* O encerramento de estabelecimento de cogeração;
- d)* A suspensão da licença de produção em cogeração.

2 — As sanções referidas no número anterior têm a duração máxima de dois anos, contados a partir da decisão condenatória definitiva.

3 — A entidade competente para a aplicação da coima pode determinar que seja dada publicidade à punição por contraordenação, em qualquer dos casos previstos no n.º 1 do artigo anterior.

CAPÍTULO VIII

Disposições finais

Artigo 33.º

Regime remuneratório transitório

[Revogado].

Artigo 34.º

Opção pelo novo regime remuneratório

[Revogado].

Artigo 35.º

Operacionalidade da plataforma eletrónica de licenciamento

Até à completa operacionalidade da plataforma eletrónica prevista no artigo 13.º, a ocorrer no prazo máximo de 18 meses, todos os atos são apresentados em suporte de papel, sem prejuízo da utilização imediata, sempre que possível, de meios eletrónicos de transmissão de elementos e a apresentação de dados armazenados em dispositivos multimédia, nos termos a estabelecer em despacho do diretor-geral da DGEG.

Artigo 36.º

Início de funções da EEGO

A EEGO inicia funções no prazo máximo de 30 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 37.º

Taxas

1 — Pelos atos previstos no presente decreto-lei relativos ao procedimento de controlo prévio são devidas taxas nos termos previstos em portaria aprovada pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia.

2 — Os valores das taxas, sua incidência, liquidação, cobrança e modo de pagamento são definidos na portaria mencionada no número anterior.

3 — As taxas referidas nos números anteriores constituem receita própria da DGEG e são liquidadas e cobradas por esta, preferencialmente através da Plataforma de Pagamentos da Administração Pública, nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

4 — As taxas são pagas no prazo de 10 dias após notificação para pagamento, sempre que não esteja prevista a autoliquidação.

5 — A cobrança coerciva da dívida proveniente da falta de pagamento da taxa segue as regras do processo de execução fiscal, servindo de título executivo a certidão passada pela DGEG.

Artigo 38.º

Aplicação às Regiões Autónomas

1 — O presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, sem prejuízo de as competências cometidas a serviços ou organismos do Estado serem exercidas pelos respetivos serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências.

2 — Os serviços e organismos das respetivas administrações regionais devem remeter à DGEG os elementos necessários, nomeadamente para cumprimento das obrigações de informação previstas no âmbito da União Europeia, nos termos dos artigos 26.º e 27.º

3 — As funções de fiscalização previstas no presente decreto-lei são exercidas pelos órgãos próprios da administração pública regional.

4 — O produto das coimas resultantes da aplicação das contraordenações nas Regiões Autónomas previstas no presente decreto-lei constitui receita própria das mesmas.

Artigo 39.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 136/94, de 20 de maio

O artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 136/94, de 20 de maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 139/95, de 14 de junho, passa a ter a seguinte redação:

«Artigo 2.º

1 — [...]:

- a)* [...]
- b)* [...]
- c)* [...]
- d)* [...]
- e)* [...]

f) [...]

g) [...]

h) [...]

i) [...]

j) As unidades de cogeração tal como definidas na Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro, relativa à promoção da cogeração com base na procura do calor útil no mercado interno da energia.

2 — [...]»

Artigo 40.º

Norma revogatória

É revogado o Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de dezembro.

ANEXO I

Tecnologias de cogeração abrangidas pelo presente decreto-lei

As tecnologias de cogeração abrangidas pelo presente decreto-lei são as seguintes:

- a) Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor;
- b) Turbinas a vapor de contrapressão;
- c) Turbinas de condensação com extração de vapor;
- d) Turbinas de gás com recuperação de calor;
- e) Motores de combustão interna;
- f) Microturbinas;
- g) Motores *Stirling*;
- h) Células de combustível;
- i) Motores a vapor;
- j) Ciclos orgânicos de Rankine;
- l) Qualquer outro tipo de tecnologia ou combinação de tecnologias que corresponda ao conceito de cogeração, definido no artigo 1.º, a estabelecer mediante despacho do diretor-geral de Energia e Geologia.

ANEXO II

Cálculo da eletricidade produzida em cogeração

Os valores utilizados para o cálculo da eletricidade produzida em cogeração serão determinados com base no funcionamento esperado ou efetivo da unidade em condições normais de utilização.

No caso das unidades de microcogeração, o cálculo pode basear-se em valores certificados.

a) A eletricidade produzida em cogeração será considerada igual à produção de eletricidade anual total da unidade medida à saída dos geradores principais:

i) Nas unidades de cogeração dos tipos b), d), e), f), g) e h) referidas no anexo I do presente decreto-lei, do qual faz parte integrante, com uma eficiência anual global de pelo menos 75 %; e

ii) Nas unidades de cogeração dos tipos a) e c) referidas no anexo I, com uma eficiência anual global de pelo menos 80 %.

b) Nas unidades de cogeração com uma eficiência anual global inferior ao valor referido na subalínea i) da alínea a) [unidades de cogeração dos tipos b), d), e), f), g) e h) referidas no anexo I] ou com uma eficiência anual global inferior ao valor referido na subalínea ii) da alínea a) [unidades de

cogeração dos tipos a) e c) referidas no anexo I], a cogeração é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$E_{CHP} = H_{chp} \cdot C$$

Em que:

E_{CHP} — é a quantidade de eletricidade produzida em cogeração;

C — é o rácio eletricidade/calor (entendido como o rácio entre a eletricidade produzida em cogeração e o calor útil produzido exclusivamente em modo de cogeração, utilizando dados operacionais da unidade em causa);

H_{chp} — é a quantidade de calor útil produzida em cogeração (calculada para o efeito como produção total de calor, deduzindo o calor que seja eventualmente produzido em caldeiras separadas ou por extração de vapor vivo do gerador de vapor antes da turbina).

O cálculo da eletricidade produzida em cogeração deve basear-se no rácio efetivo eletricidade/calor. Se o rácio efetivo eletricidade/calor de uma unidade de cogeração não for conhecido, podem ser utilizados, nomeadamente para fins estatísticos, os seguintes valores implícitos para as unidades de cogeração dos tipos a), b), c), d) e e) referidas no anexo I, desde que a eletricidade produzida em cogeração assim calculada seja igual ou inferior à produção total de eletricidade da unidade:

Tipo de unidade	Rácio implícito eletricidade/calor, C
Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor — 0,95	
Turbinas a vapor de contrapressão — 0,45	
Turbinas de condensação com extração de vapor — 0,45	
Turbinas de gás com recuperação de calor — 0,55	
Motores de combustão interna — 0,75	

Por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, a publicar no respetivo sítio da Internet, e subsequente notificação à Comissão Europeia, podem ser aprovados valores implícitos para os rácios eletricidade/calor das unidades dos tipos f), g), h), i), j) e k) referidas no anexo I.

c) Se uma parte do conteúdo energético do combustível utilizado no processo de cogeração for recuperada em produtos químicos e reciclada, essa parte é subtraída do consumo de combustível antes do cálculo da eficiência global utilizado nas alíneas a) e b).

d) Por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, pode ser determinado que o rácio eletricidade/calor é o rácio entre a eletricidade e o calor útil em modo de cogeração a baixa capacidade, calculado a partir dos dados operacionais da unidade específica.

e) Por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, pode ser aplicada uma periodicidade diferente da anual para efeitos dos cálculos a efetuar nos termos das alíneas a) e b).

ANEXO III

[a que se referem as alíneas e) e o) do artigo 2.º-A, a alínea d) do n.º 2 do artigo 14.º e a alínea b) do n.º 3 e a alínea f), ambas do n.º 5 do artigo 21.º]

Cálculo da poupança de energia primária

1 — Para efeitos do presente decreto-lei, a poupança de energia primária (PEP) da atividade da cogeração relati-

vamente à produção separada de calor e de eletricidade é medida de acordo com a seguinte fórmula:

2 — Na fórmula do número anterior:

a) CHP $H\eta$ é a eficiência térmica do processo, definida como a produção anual de calor útil dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor e de eletricidade;

b) Ref $H\eta$ é o valor de referência da eficiência para a produção separada de calor;

c) CHP $E\eta$ é a eficiência elétrica, definida como a produção total anual de eletricidade dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor útil e de eletricidade num processo de cogeração. Quando uma unidade de cogeração gerar energia mecânica, a quantidade anual de energia elétrica proveniente da cogeração poderá ser acrescida de um elemento suplementar que represente a quantidade de energia elétrica que é equivalente à da energia mecânica. Este elemento não criará um direito de solicitar garantias de origem nos termos do artigo 21.º;

d) Ref $E\eta$ é o valor de referência da eficiência para a produção separada de eletricidade.

3 — Os valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de eletricidade e de calor, para efeitos de determinação da eficiência da cogeração, nos termos deste anexo III, constam de decisão adotada pela Comissão Europeia.

4 — Os valores de referência da eficiência para a produção separada referidos no número anterior correspondem à eficiência da produção separada de calor e de eletricidade que o processo de cogeração se destina a substituir.

ANEXO IV

[a que se refere a alínea c) do n.º 2 do artigo 14.º]

Elementos do projeto da instalação e outros elementos a juntar ao pedido de licença de produção em cogeração

1 — O projeto deve compreender:

a) Memória descritiva:

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, 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;

Descrição, tipos e características dos geradores de energia elétrica, transformadores e aparelhagem de corte e proteção, bem como das caldeiras, das turbinas e de outros equipamentos;

Identificação das coordenadas retangulares planas do sistema de referência PT-TM06/ETRS89 todos os geradores;

b) Desenhos:

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 centrais geradoras, subestações, postos de corte, postos de transformação, e referenciadas

as vias públicas rodoviárias e ferroviárias, cursos de água, construções urbanas e linhas já existentes;

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;

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.

Todas as peças escritas e desenhadas que constituírem o projeto devem ter dimensões normalizadas, ser elaboradas de acordo com as normas em vigor e as regras da técnica e ser numeradas ou identificadas por letras e algarismos.

2 — O projeto deve ainda ser acompanhado dos seguintes elementos:

a) Comprovativo de se achar constituído no requerente o direito de utilização dos terrenos necessários à implantação da instalação e dos seus acessórios;

b) Descrição sobre a localização precisa da instalação, indicando-se se ela está integrada em área protegida (Reserva Ecológica Nacional, Reserva Agrícola Nacional, reserva ou parque natural, Rede Natura, etc.), acompanhada de implantação sobre extrato das cartas de ordenamento e condicionantes do PDM.

ANEXO V

(a que se referem os artigos 10.º, 14.º e 26.º)

Avaliação custo-benefício

1 — Princípios gerais aplicáveis às análises de custo-benefício para efeitos do disposto no n.º 3 do artigo 26.º

A elaboração de análises custo-benefício em relação às medidas de promoção da eficiência dos sistemas de aquecimento e arrefecimento a que se refere o n.º 3, do artigo 26.º, tem por objetivo determinar em que base será estabelecida uma escala de atribuição de prioridades aos limitados recursos existentes a nível da sociedade.

A análise de custo-benefício pode abranger a avaliação de um projeto ou, numa perspetiva mais ampla, de um grupo de projetos a nível local, regional ou nacional, para determinar qual a opção economicamente mais rentável e mais vantajosa em termos de aquecimento ou arrefecimento numa dada área geográfica para efeitos de planeamento térmico.

As análises de custo-benefício realizadas para este efeito devem incluir uma análise económica que abranja fatores socioeconómicos e ambientais.

As análises de custo-benefício devem compreender as etapas que adiante se descrevem e atender às seguintes considerações:

a) Definição dos limites do sistema e da fronteira geográfica:

O âmbito das análises de custo-benefício em questão determina o sistema energético relevante. A fronteira geográfica deve abarcar uma área geográfica perfeitamente definida, ou seja, uma dada região ou área metropolitana, por forma a evitar que se privilegiem soluções menos boas em função dos projetos.

b) Abordagem integrada das opções de oferta e procura:

A análise de custo-benefício deve ter em conta todos os recursos de aprovisionamento relevantes disponíveis dentro do sistema e da fronteira geográfica, utilizando os dados disponíveis, nomeadamente o calor residual gerado pela produção de eletricidade e pelas instalações industriais e a energia renovável, bem como as características e tendências da procura de calor e frio.

c) Construção de uma linha de base:

A linha de base destina-se a servir de ponto de referência em relação ao qual são avaliados os cenários alternativos.

d) Identificação de cenários alternativos:

Devem ser ponderadas todas as alternativas à linha de base que se afigurem relevantes. Os cenários que, por razões técnicas ou financeiras, ou por força da regulamentação nacional ou de condicionalismos de tempo, não sejam exequíveis, podem ser excluídos numa fase precoce da análise de custo-benefício caso uma observação atenta, explícita e bem documentada o justifique.

Só deverão ser tidas em conta na análise custo-benefício, como cenários alternativos à linha de base, as opções que passem pela cogeração de elevada eficiência, redes de aquecimento e arrefecimento urbano eficientes ou aquecimento e arrefecimento individual eficientes.

e) Método de cálculo do excedente de custo-benefício:

i) Os custos e os benefícios totais a longo prazo das diferentes opções de aquecimento ou arrefecimento devem ser avaliados e comparados;

ii) O critério de avaliação deve ser o do valor atualizado líquido (VAL);

iii) O horizonte temporal escolhido deve incluir todos os custos e benefícios relevantes dos diferentes cenários. Por exemplo, para uma central elétrica a gás, o horizonte temporal apropriado pode ser de 25 anos; para um sistema de aquecimento urbano, 30 anos; para equipamentos de aquecimento, designadamente caldeiras, 20 anos.

f) Cálculo e previsão dos preços e outros pressupostos para a análise económica:

i) Para efeitos das análises de custo-benefício, devem ser fornecidos elementos sobre os preços dos principais fatores a montante e a jusante, e sobre a taxa de atualização;

ii) A taxa de atualização utilizada na análise económica para calcular o valor atualizado líquido deve ser escolhida de acordo com orientações europeias ou nacionais. A taxa nacional de atualização escolhida para efeitos da análise económica deve ter em conta os dados fornecidos pelo Banco Central Europeu;

iii) Devem ser utilizadas previsões nacionais, europeias ou internacionais de evolução dos preços da energia, se necessário no seu contexto nacional e/ou regional/local;

iv) Os preços utilizados na análise económica devem refletir os custos e os benefícios socioeconómicos reais e incluir custos externos, como os efeitos ambientais e sanitários, na medida do possível, ou seja, caso exista um preço de mercado ou caso a regulamentação europeia ou nacional já o preveja.

g) Análise económica: inventário de efeitos:

As análises económicas devem ter em conta todos os efeitos económicos relevantes.

Ao tomarem uma decisão, podem ser avaliados e serem tidos em conta as economias de custos e de energia resultantes da flexibilização do aprovisionamento energé-

tico e da melhoria de funcionamento das redes elétricas, incluindo os custos evitados e as economias resultantes do reduzido investimento em infraestruturas, nos cenários analisados.

Os custos e os benefícios considerados devem incluir pelo menos os seguintes elementos:

i) Benefícios:

O valor da produção (de calor e eletricidade) para o consumidor;

Na medida do possível, os benefícios externos, nomeadamente ambientais e sanitários.

ii) Custos:

Os custos de capital das instalações e equipamentos;

Os custos de capital das redes de energia associadas;

Os custos variáveis e fixos de funcionamento;

Os custos energéticos; e

Na medida do possível, os custos ambientais e sanitários.

h) Análise de sensibilidade:

Deve proceder-se a uma análise de sensibilidade a fim de avaliar os custos e os benefícios de um projeto ou grupo de projetos baseados em diferentes preços da energia, taxas de atualização e outros fatores variáveis com impacto significativo no resultado dos cálculos.

Para este efeito deve ser solicitado às autoridades competentes a nível local, regional e nacional, ou aos operadores de determinadas instalações, que procedam à análise económica e financeira. Devem também ser elaboradas circunstanciadamente metodologias e pressupostos nos termos do presente anexo, definindo e tornando públicos os procedimentos de realização das análises económicas.

2 — Princípios aplicáveis para efeitos do disposto na alínea *d)* do n.º 1 do artigo 10.º e na alínea *d)* do n.º 2 do artigo 14.º

As análises de custo-benefício devem fornecer informações para efeitos da consideração de uma nova cogeração ou da renovação substancial de uma cogeração como de elevada eficiência.

Caso se projete uma instalação que produza apenas energia elétrica ou que não recupere calor, deve estabelecer-se uma comparação entre as instalações projetadas ou a renovação projetada e uma instalação equivalente que produza a mesma quantidade de eletricidade ou calor industrial, recuperando porém o calor residual e fornecendo-o através da cogeração de elevada eficiência e ou de redes de aquecimento e arrefecimento urbano.

Dentro de uma fronteira geográfica, a avaliação deve ter em conta a instalação projetada e todos os pontos apropriados de procura de calor existentes ou potenciais que por ela possam ser alimentados, tendo em conta possibilidades racionais (por exemplo, viabilidade técnica e distância).

Os limites do sistema devem ser estabelecidos de modo a incluir a instalação projetada e as cargas térmicas, tais como o edifício ou edifícios e o processo industrial. Dentro desses limites do sistema, devem ser determinados para ambos os casos, e comparados, os custos totais de fornecimento de eletricidade e calor.

As cargas térmicas devem incluir as cargas térmicas já existentes, tais como uma instalação industrial ou um sistema de aquecimento urbano já existente, e também, nas zonas urbanas, a carga térmica e os custos que existiriam

se um grupo de edifícios ou uma parte de uma cidade fossem dotados e, ou estivessem ligados a uma nova rede de aquecimento urbano.

A análise de custo-benefício deve basear-se numa descrição da instalação projetada e da instalação ou instalações objeto de comparação, abrangendo, se for caso disso, a capacidade elétrica e térmica, o tipo de combustível utilizado, a utilização prevista e o número de horas de funcionamento anual planeado, e a localização e as necessidades de energia elétrica e térmica.

Para proceder à comparação, devem ser tidas em conta as necessidades de energia térmica e os tipos de aquecimento e arrefecimento utilizados pelos pontos de procura de calor mais próximos. A comparação deve abranger os custos de infraestrutura da instalação projetada e da instalação ou instalações objeto de comparação.

As análises de custo-benefício realizadas para efeitos deste n.º 2, devem incluir uma análise económica que abranja uma análise financeira na qual sejam refletidos os fluxos reais de tesouraria ligados ao investimento em determinadas instalações e ao seu funcionamento.

Os projetos com um resultado de custo-benefício positivo são aqueles em que a soma dos benefícios atualizados na análise económica e financeira excede a soma dos custos atualizados (excedente de custo-benefício).

O membro do Governo responsável pela área da energia, mediante despacho, define os princípios orientadores da metodologia e os pressupostos e o horizonte temporal da análise económica.

A DGEG pode exigir que as empresas responsáveis pelo funcionamento das instalações de produção de energia termoelétrica, as empresas industriais, as redes de aquecimento e arrefecimento urbano ou outras partes afetadas pelos limites do sistema ou pela fronteira geográfica definidos forneçam dados que possam ser utilizados para avaliar os custos e os benefícios de uma dada instalação.

ANEXO VI

(a que se refere o n.º 6 do artigo 12.º)

Critérios de eficiência energética aplicáveis à regulação da rede de energia e às tarifas da rede elétrica

1 — As tarifas de redes devem refletir os custos, integrando as economias de custos nas redes decorrentes de:

- a) Medidas do lado da procura, de redução e de gestão da procura;
- b) Produção descentralizada, incluindo as economias decorrentes da redução dos custos de fornecimento ou de investimentos na rede;
- c) Uma gestão mais otimizada da rede.

2 — A regulação e as tarifas de redes não devem impedir os operadores de rede nem os comercializadores do setor da energia de facultar serviços de sistema para a redução e a gestão da procura e para a produção descentralizada nos mercados organizados de eletricidade, nomeadamente:

- a) A transferência de cargas pelos consumidores finais, das horas de ponta para as horas de menor procura, tendo em conta a disponibilidade de energias renováveis, de energia produzida através de cogeração e da restante produção descentralizada;
- b) As poupanças de energia decorrentes da resposta da procura de consumidores representados por agregadores de consumo;

c) A redução da procura obtida com as medidas de eficiência energética adotadas pelos prestadores de serviços energéticos, incluindo as ESE;

d) A ligação e o despacho de fontes de produção a níveis de tensão inferiores;

e) A ligação das fontes de produção em localizações mais próximas do consumo; e

f) O armazenamento da energia.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, a expressão «mercados organizados de eletricidade» inclui os contratos bilaterais e as bolsas de eletricidade para o comércio de energia, de capacidades e de serviços de sistema, em todos os prazos, incluindo os mercados a prazo, do dia seguinte e intradiários.

4 — As tarifas de redes ou de venda a clientes finais podem contemplar a implementação de tarifas dinâmicas como medidas de gestão da procura, tais como:

- a) Tarifas com diferenciação horária;
- b) Tarifas em horas de ponta críticas;
- c) Tarifas em tempo real;
- d) Descontos ou bonificações aplicáveis à redução de consumo em horas de ponta.

ANEXO VII

(a que se refere o n.º 7 do artigo 12.º)

Requisitos de eficiência energética para os operadores de sistemas de transporte e para os operadores de sistemas de distribuição

1 — Os operadores de sistemas de transporte e os operadores de sistemas de distribuição devem:

a) Estabelecer e tornar públicas as suas regras de base relativas à assunção e partilha dos custos das adaptações técnicas, tais como ligações à rede e reforços de rede, melhoria do funcionamento da rede e regras para a aplicação não discriminatória dos códigos de rede, necessárias para integrar novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência;

b) Fornecer aos novos produtores de eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência que desejem ser ligados à rede as informações exaustivas e necessárias por eles requeridas, nomeadamente:

- i) Uma estimativa exaustiva e pormenorizada dos custos associados à ligação;
- ii) Um calendário razoável e preciso para a receção e tratamento do pedido de ligação à rede;
- iii) Um calendário indicativo razoável para a ligação à rede proposta. O processo global de ligação à rede não deverá exceder 24 meses, tendo em conta o que se afigure razoavelmente viável e não discriminatório;

c) Estabelecer procedimentos normalizados e simplificados para facilitar a ligação à rede dos produtores descentralizados de eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência.

2 — As regras de base referidas na alínea a) devem basear-se em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios que tenham especialmente em conta todos os custos e benefícios associados à ligação dos referidos produtores à rede. Podem prever vários tipos de ligação.