

PARECER

Sobre o projeto de portaria que fixa os suplementos remuneratórios aplicáveis às centrais de biomassa (no âmbito do Decreto-Lei n.º 64/2017, na sua redação atual)

O projeto de diploma fixa os suplementos remuneratórios aplicáveis às centrais de biomassa bem como os termos do contrato de venda com o Comercializador de Último Recurso

Setembro 2019

Consulta: Gabinete do Senhor Secretário de Estado da Energia

Base legal: Competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE.

Divulgação: Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

1 ENQUADRAMENTO

A Secretaria de Estado de Energia solicitou à ERSE, através de e-mail enviado a 29 de agosto, a emissão de parecer sobre um projeto de Portaria, que considera a autorização concedida pela Comissão Europeia em sede de Auxílio de Estado, e que estabelece o regime remuneratório aplicável à energia elétrica produzida a partir de centrais a biomassa, estabelecidas ao abrigo e nos termos do Decreto-Lei n.º 64/2017, de 12 de junho, na sua redação atual, dando execução ao disposto no número 4 do artigo 6.º e no número 1 do artigo 6.º - A do referido diploma legal.

A ERSE apresenta neste parecer as sugestões e preocupações relativas ao regime remuneratório aplicável à energia elétrica produzida a partir de centrais a biomassa.

O projeto de portaria vem na sequência de um mecanismo de incentivo a centrais de biomassa (Decreto-Lei n.º 64/2017, alterado pelo Decreto-Lei n.º 120/2019). Este incentivo, por se enquadrar como auxílio de Estado, foi alvo de notificação à Comissão Europeia (CE). A CE decidiu no sentido de autorizar o auxílio.

O Decreto-Lei n.º 64/2017 foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 120/2019 para considerar a produção apenas em cogeração ou trigeriação (cf. alínea b) do artigo 2.º). Foi também em 2019 que o regime remuneratório foi fixado em Decreto-Lei (anteriormente remetia para portaria a aprovar). Este Decreto-Lei acrescentou ainda um artigo (6.º-A) que remete expressamente os termos da “remuneração do CUR pela aquisição da eletricidade” para o Decreto-Lei n.º 172/2006 (repercussão de acordo com o RT na UGS).

De acordo com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 120/2019, “Os suplementos remuneratórios (...) são estabelecidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, depois de ouvidas a DGEG e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.” (n.º 4 do artigo 6.º). O projeto de portaria vem, portanto, estabelecer esses suplementos. Define ainda, os termos e condições do contrato entre o produtor e o CUR e atribui à ERSE responsabilidades na realização do cálculo do LCOE das centrais a biomassa, e posterior envio ao membro do Governo responsável pela área da energia (n.º 2 do art. 3.º).

2 APRECIÇÃO

1. Impacte previsto nos proveitos a recuperar e nas tarifas de eletricidade

A Portaria estabelece os termos e condições contratuais da energia elétrica injetada na Rede Elétrica de Serviço Público pelas centrais a biomassa e adquirida pelo CUR.

O diploma habilitante também estabelece, no nº 5 do seu artigo 6º, em linha com as regras gerais aplicáveis, que as centrais abrangidas que tenham beneficiado de apoios não reembolsáveis ficam sujeitas a uma “redução ou mesmo eliminação” cujos termos de operacionalização poderiam ser aditados na Portaria em análise.

O regime remuneratório previsto no diploma que a proposta de Portaria submetida a parecer pretende regulamentar prevê, efetivamente, que um dos dois suplementos remuneratórios criados seja um prémio de mercado. No entanto, o suplemento remunerativo proposto como prémio de mercado não varia com as condições de mercado, sendo assim um preço garantido, isto é, como *feed-in-tariff*.

A aquisição, pelo CUR, dessa energia implica um sobrecusto anual a imputar nas tarifas reguladas, tendo em conta os suplementos remuneratórios previstos na Portaria.

Face às incertezas associadas ao desenvolvimento desta atividade, a ERSE determinou dois valores de sobrecusto associados a dois cenários considerados extremos, por sua vez baseados nos parâmetros fixados na proposta de Portaria. Assim, para estimar o valor anual do sobrecusto associado às eventuais novas centrais de cogeração de biomassa em regime de cruzeiro, a ERSE utilizou os seguintes pressupostos:

1. Para o cenário 1 (valor mínimo do intervalo):
 - Ligação à rede de centrais de cogeração de biomassa com um total de potência de injeção na rede pública igual ao limite de potência que se prevê atribuir ao abrigo do Decreto-Lei n.º 64/2017, na atual redação pelo Decreto-Lei n.º 120/2019 (60 MW);
 - Produção anual de energia das novas centrais de cogeração de biomassa calculada com base no fator de utilização da potência instalada das centrais de biomassa atualmente ligadas à rede pública (média entre 2007 e 2018 foi de 60%, cerca de 5 256 h), a que corresponde uma produção anual de aproximadamente 284 GWh;
 - Todas as centrais ligadas têm uma potência instalada igual ou superior 2 MW;

- O valor de referência para a percentagem de área ardida dos municípios onde as centrais são instaladas assume o valor 0, pelo que o prémio para a defesa de incêndios e a preservação da floresta é nulo.
- O preço do MIBEL, utilizado é a média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol (OMIE), para 2018, valor médio anual máximo verificado nos últimos 4 anos.

2. Para o cenário 2 (valor máximo do intervalo):

- Ligação à rede de centrais de cogeração de biomassa com um total de potência de injeção na rede pública igual ao limite de potência que se prevê atribuir ao abrigo do Decreto-Lei n.º 64/2017, na atual redação pelo Decreto-Lei n.º 120/2019 (60 MW);
- Produção anual de energia das novas centrais de cogeração de biomassa calculada com base no fator de utilização da potência instalada das centrais de biomassa atualmente ligadas à rede pública (média entre 2007 e 2018 foi de 60%, cerca de 5 256 h), a que corresponderá uma produção anual de aproximadamente 284 GWh;
- Todas as centrais ligadas têm uma potência instalada inferior 2 MW;
- O valor de referência para a percentagem de área ardida dos municípios onde as centrais são instaladas assume o valor 1.
- O preço do MIBEL, utilizado é a média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol (OMIE), dos últimos 4 anos (2014-2018).

Com estes pressupostos, foi estimado um intervalo para o sobrecusto anual para o SEN para a remuneração das novas centrais de biomassa (em regime de cruzeiro) de 3,37 M€ para o cenário 1, extremo mínimo, e de 24,29 M€ para o cenário 2, extremo máximo.

O impacte em termos unitários situa-se entre 0,07 €/MWh, para o cenário 1, e 0,52 €/MWh, para o cenário 2. A avaliação dos impactes tarifários dos dois cenários de sobrecusto anual tem por base as tarifas reguladas de 2019.

No caso do cenário 1, este acréscimo de custos corresponde a uma variação média das tarifas de acesso às redes de 0,11%, podendo atingir os 0,18% para os clientes de BTN. O impacto no preço médio de venda a clientes finais estimado é de 0,05%, podendo atingir os 0,10% na BTN.

No caso do cenário 2, a variação das tarifas de acesso às redes estima-se em 0,8%, que poderá atingir os 1,3% para clientes de BTN; neste cenário, o impacto no preço médio da energia elétrica dos clientes finais será de 0,4%, podendo atingir os 0,7% para clientes de BTN.

Tendo em conta, por um lado, o potencial impacto tarifário acima referido e, por outro, o âmbito do prémio associado ao contributo dado pela central para a defesa contra incêndios e a preservação da floresta, circunscrever o seu financiamento à tarifa elétrica sem ponderar formas alternativas e complementares para o financiamento penaliza consumidores de energia elétrica.

II. Vigência dos parâmetros de cálculo dos suplementos remuneratórios

A proposta de redação do artigo 3.º da Portaria refere uma revisão anual dos parâmetros de cálculo dos suplementos remuneratórios, sem especificar o procedimento dessa revisão. Esta proposta tem riscos, designadamente tanto em termos tarifários, como para os promotores, uma vez que os prémios de mercado e o prémio para a defesa contra incêndios podem variar significativamente com a alteração dos parâmetros P_{final} e A_{Ardida} e conseqüentemente originar diferentes sobrecustos, na perspetiva tarifária, ou diferentes remunerações do investimento, na perspetiva do promotor. Nesse sentido, importará também esclarecer se as centrais enquadradas por esta proposta de Portaria poderão ter revisões anuais dos parâmetros de cálculo dos suplementos remuneratórios que lhe são aplicáveis ou se, em contrapartida, a revisão dos parâmetros aplica-se uma única vez e apenas às centrais entradas em exploração após essa revisão dos parâmetros.

Finalmente, seria importante clarificar a relação de casualidade entre o cálculo dos custos normalizados de produção de energia - *Levelized Cost of Energy* (LCOE) - das centrais a biomassa, por parte da ERSE e a revisão dos parâmetros de cálculo dos suplementos remuneratórios.

III. Modelo de relacionamento comercial

A proposta de Portaria estabelece a existência de um contrato celebrado entre o centro electroprodutor e o Comercializador de Último Recurso, o que consubstancia a existência de uma nova rúbrica de custos de aquisição de energia por parte deste último, com reflexo da fixação de tarifas, como atrás se referiu.

No entendimento da ERSE, dada a maturidade atual do SEN e desenvolvimentos legislativos recentes que acentuam a opção por uma organização do setor orientada para regras de mercado, poder-se-ia equacionar a possibilidade da celebração de contratos de aquisição de energia poder acontecer com qualquer agente de mercado (comercializador ou mesmo cliente final), reservando ao CUR um papel supletivo na ausência de tal possibilidade.

Ainda que o regime especial de apoio inerente a um auxílio de estado decorrente do estabelecido no Decreto-Lei n.º 64/2017, de 12 de junho, aponte, atenta a natureza desse auxílio, para um modelo em que o CUR seja o comprador principal da energia produzida a partir da biomassa florestal, a Decisão da Comissão Europeia, no seu ponto 23 a fls. 7, assinala que *“Embora a eletricidade produzida a partir dessas instalações seja adquirida (...) pelo CUR, com base em contratos de longo prazo, o produtor terá a liberdade de vender a energia térmica no mercado em condições negociadas livremente”*. Nestes termos, e no entender da ERSE, não parece estar afastada completamente a possibilidade de um relacionamento comercial alternativo ao daquele que se estabelece com o CUR.

Os termos e condições da aquisição pelo CUR, da energia elétrica injetada na Rede Elétrica de Serviço Público pelas centrais a biomassa, constituindo uma forma de produção em regime especial, estão já em larga medida definida pela minuta-tipo da Portaria n.º 416/90, de 6 de junho, devendo ainda cumprir a demais legislação aplicável. Na medida em que a minuta-tipo foi definida em Portaria, que remonta a maio de 1990, consideramos ser relevante uma atualização que incluía, mas não se circunscrevia, ao aspeto pontual em apreço.

Neste contexto, e manifestando, desde já, inteira disponibilidade para colaborar na preparação e discussão de uma revisão global do regime, o que sempre exigirá um tempo de maturação maior que o disponível para a elaboração do presente parecer, poderá ser adotada uma formulação equivalente à usada em situações paralelas i.e. remeter para o CUR a elaboração de proposta, sujeita a aprovação da DGEG, ouvida a ERSE.

Deve ainda ser ponderado, com relevância para a definição desses termos e condições da contratualização, a previsão da obrigação de o produtor, com uma periodicidade pré-estabelecida, comprovar junto da DGEG o cumprimento das condições legais que lhe são devidas para beneficiar do subsídio.

Sem prejuízo da inclusão de uma obrigação por parte do CUR de monitorizar e vigiar, de acordo com os dados de que dispõe enquanto primeiro agente financiador do regime subsidiado e ator que interage diretamente com os produtores, o cumprimento dessas condições de subsidiação. Em caso de qualquer suspeita de situação anómala, o CUR deve ser detentor de um dever de participação à ERSE sobre a mesma.

Finalmente, deverá ainda ser prevista a troca de informações relevantes entre as várias entidades envolvidas, como forma de garantir um controlo eficaz e atempado deste regime.

3 CONCLUSÕES

Da análise da proposta de portaria, a ERSE identifica algumas questões e apresenta recomendações que considera deverem ser ponderadas na redação final, relativamente a: i) impacte previsto nos proveitos a recuperar e nas tarifas de eletricidade e a ponderação de alternativas de financiamento do suplemento remuneratório ao contributo dado pela central para a defesa contra incêndios e a preservação da floresta; ii) à vigência dos parâmetros de cálculo dos suplementos remuneratórios e; iii) ao modelo de relacionamento comercial.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 06/09/2019

Emitido no exercício das competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE, o parecer é suscetível de ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior, nos termos legais. A disponibilização não abarca a informação que, por natureza, seja comercialmente sensível, segredo legalmente protegido ou dados pessoais.