

EMENDA N°
(à MPV n° 998/2020)

Altera-se o art. 8º da Medida Provisória n° 998, de 2020, para incluir as seguintes disposições na Lei n° 12.783, de 11 de janeiro de 2013:

“Art. 8º A Lei n° 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:

‘Art. 1º

§ 8º O disposto nesta Lei também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, ressalvado o disposto nos arts. 1º-A e 2º.

.....

Art. 1º-A As concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução a partir de aproveitamentos de potencial hidráulico com capacidade instalada superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão ser prorrogadas uma vez, pelo prazo de 20 (vinte) anos, nos termos do § 2º do art. 4º da Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995, e do seu regulamento.

§ 1º O disposto no art. 1º não se aplica às prorrogações de que trata o caput.

*§ 2º A prorrogação referida no **caput** se aplica às concessões que ainda não tenham sido prorrogadas com fundamento no § 2º do art. 4º da Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995.*

§ 3º A prorrogação disciplinada neste artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I – pagamento de bonificação, equivalente ao benefício econômico-financeiro adicionado pela prorrogação da concessão, calculado conforme diretrizes estabelecidas no § 5º;

II – manutenção dos pagamentos realizados a título de Uso de Bem Público – UBP até o final do período de prorrogação; e

III – reversão dos bens vinculados ao final da concessão sem indenização.

§ 4º A assinatura do termo aditivo de prorrogação da outorga deverá ocorrer em até 120 (cento e vinte) dias da publicação do regulamento de que trata o caput, sem prejuízo da fruição do prazo remanescente da outorga em vigor.

§ 5º O benefício econômico-financeiro adicionado pela prorrogação da concessão,



referido no inciso I do § 3º, deverá ser dado pelo valor presente líquido dos fluxos de caixa livres apurados conforme os seguintes parâmetros:

I – dados e informações prestados pela Aneel, pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e pela própria concessionária;

II – o valor novo de reposição como referência para definição da parcela de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados;

III – custos de reinvestimento do período de prorrogação; e

IV – parâmetros técnicos e econômicos estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE para realização dos leilões de concessão de geração de energia elétrica dos quais trata o art. 8º desta Lei.

§ 6º A forma de pagamento da bonificação prevista no inciso I do § 3º deverá observar as seguintes diretrizes:

I – parcelas mensais a serem pagas a partir do ano subsequente ao da celebração do termo aditivo ao contrato de concessão de uso de bem público;

II – quitação dos valores antes do início do período adicional da concessão; e

III – possibilidade de antecipação do pagamento das parcelas mensais de bonificação à União, mediante aplicação de taxa de desconto a ser definida pelo CNPE.

§ 7º Parcela da bonificação de que trata o inciso I do § 3º deverá ser destinada à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, conforme regulamentação.

§ 8º A regulamentação das disposições deste artigo deverá ser editada pelo Poder Executivo até o final de 2020.

..... ’ ”

JUSTIFICAÇÃO

Conforme expressamente consignado em sua Exposição de Motivos, a Medida Provisória nº 998/2020 foi concebida essencialmente para que os consumidores de energia elétrica percebessem desoneração em suas tarifas, para o que concorrem as previsões de destinação de recursos à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, bem como de contenção do aumento de despesas cobertas por esse encargo setorial.

A medida veiculada na emenda ora proposta, em plena harmonia com a finalidade precípua da MP, permite a arrecadação fiscal superior a R\$ 6 bilhões, dos quais parte é destinada à CDE – contribuindo para a redução dos valores das quotas recolhidas pelos consumidores para

suportar os dispêndios da Conta – e parte arrecadada pelo Tesouro, proporcionando imediato resultado fiscal.

Isso porque a pretendida prorrogação das concessões de uso de bem público outorgadas em regime de autoprodução e de produção independente, cujo aproveitamento de potencial hidráulico seja superior a 50 MW (cinquenta megawatts), estaria condicionada ao pagamento de bonificação pelos geradores:

(i) tanto de forma antecipada, no período compreendido entre a data em que for proferida a decisão do Poder Concedente pela futura prorrogação e a data de término da concessão original,

(ii) quando do início da efetiva prorrogação.

Cabe ainda ter presente que a proposta consiste em vantajosa alternativa à licitação das referidas concessões, da qual resultariam valores incertos de bonificação, acompanhados de riscos fiscais e judiciais associados a indenizações a serem pagas pela União, despesas essas sujeitas ao teto de gastos.

A proposta também permite a obtenção de resultado melhor do que aquele historicamente observado nos leilões realizados (i) em 2015, cuja bonificação a pagar era fixa e cujo deságio médio na tarifa das usinas foi inferior a 0,4%, (ii) em 2017, onde o ágio médio alcançado não superou o patamar de 10%, e (iii) em 2018, quando a privatização da CESP resultou em ágio de 2,09%.

A prorrogação nos moldes pretendidos também se mostra meritória ao concretizar os esforços de *descontização* do setor elétrico, ao se adotar regime diverso de comercialização da energia associada aos empreendimentos com outorga estendida.

No ponto, chama-se atenção para a circunstância de o regime de cotas instituído pela ex-Presidente Dilma Rousseff, por meio da Medida Provisória nº 579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013), ter onerado – e ainda onerar – o consumidor de energia elétrica em patamares bilionários.

No regime de cotas, os agentes de geração vendem, às concessionárias de distribuição, energia elétrica mediante preços definidos pelo Poder Concedente e/ou pelo órgão regulador.

A aquisição da energia é compulsória por parte das distribuidoras, e os respectivos custos são repassados, de forma integral, aos consumidores cativos.

Os riscos hidrológicos, que se materializam quando o montante de energia produzido pela usina é inferior ao montante contratado, são assumidos pelas distribuidoras, com direito de repasse à tarifa dos consumidores finais.



Devido a tais características, apenas no triênio 2017-2019, segundo dados divulgados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, os consumidores foram compelidos a suportar mais de R\$ 16 bilhões com as exposições das cotas de garantia física de usinas hidrelétricas com concessão prorrogada nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Considerando no cálculo a energia proveniente da UHE Itaipu, também comercializada sob o regime de cotas, os custos com riscos hidrológicos atribuídos aos consumidores cativos alcançaram R\$ 26 bilhões no triênio 2017-2019.

Esse valor é 70% superior ao volume de recursos financeiros que, no âmbito da Conta-COVID, serão transacionados para mitigar os impactos causados pela pandemia do COVID-19 no segmento de distribuição de energia elétrica.

Os valores de exposição financeira decorrente da contratação em regime de cotas são tão expressivos que, em 2014, o Tesouro Nacional, por meio da CDE, foi obrigado a realizar aportes no setor elétrico para reduzir seu impacto tarifário.

Também em 2014, por meio do Decreto nº 8.221/2014, foi criada a Conta-ACR, destinada a viabilizar operações financeiras voltadas à cobertura das despesas incorridas pelas distribuidoras em decorrência de exposição involuntária no mercado de curto prazo, exposição essa que abrangeu os custos relativos ao risco hidrológico das cotas de energia.

Em 2015, a criação das bandeiras tarifárias, objeto do Decreto nº 8.401/2015, também serviu como instrumento de arrecadação de recursos para mitigar o impacto tarifário causado pelos custos de exposição das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas.

Apesar da adoção dessas múltiplas medidas, tal modelo de comercialização não alcançou o resultado que dele se esperava, qual seja, modicidade tarifária. Na verdade, o real resultado mostrou-se diametralmente oposto ao pretendido.

Não por outra razão, o Ministério de Minas e Energia – MME, no âmbito da Consulta Pública nº 33/2017, ao reconhecer explicitamente que o regime de cotas não foi bem-sucedido, recomendou o abandono daquele modelo, como forma de (i) aumentar a liquidez de mercado e (ii) proporcionar flexibilidade na gestão do portfólio das distribuidoras.

A segunda das finalidades colimadas pelo MME ganhou crescente relevância desde a realização da Consulta Pública nº 33/2017.

Isso porque, em virtude da combinação entre a aquisição compulsória e o caráter inflexível dos montantes contratados, o atual regime de cotas compromete a gestão de contratos de compra e venda de energia elétrica pelas distribuidoras, o que, no cenário atual, marcado pela



sobrecontratação provocada pela retração do consumo de energia elétrica, é ainda mais perverso para os consumidores, que têm de pagar os custos de energia desnecessária.

À vista da experiência concreta – e desastrosa – de comercialização de energia sob o regime de cotas, a proposta ora formulada divorcia-se desse modelo e baseia-se em outro – porém exitoso – já também empiricamente testado.

O modelo bem-sucedido foi adotado na ampliação, pelo prazo de 20 anos, da outorga da UHE Porto Primavera, ocorrida no bojo do processo de alienação do controle acionário de sua detentora, a Companhia Energética de São Paulo – CESP.

Segundo o Edital nº SF.001/2018, o valor da bonificação foi calculado “*considerando a apropriação da totalidade do fluxo de caixa adicional descontado da concessão envolvendo a Usina Porto Primavera, no período de 2028 até 2048*”, ou seja, no período de extensão da outorga.

Esse valor de bonificação contou com a apreciação do Tribunal de Contas da União – TCU, no âmbito do Acórdão nº 1.587/2018, e foi resultado de estudos desenvolvidos pelo MME, pelo Ministério da Economia – ME, pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e pela ANEEL.

No processo de alienação, amparado nos artigos 26 a 28 da Lei nº 9.074/95 e no Decreto nº 9.271/2018, o novo controlador da CESP teve a garantia de livre disposição da totalidade da garantia física da UHE Porto Primavera, ou seja, conferiu-se ao agente a prerrogativa de praticar preços de mercado tanto no ACR como no mercado livre, com a contrapartida de que assumisse o risco hidrológico.

Também não é inédita proposta de destinação dos recursos da bonificação em parte à CDE e em parte ao Tesouro, pois o TCU, em seus Acórdãos nº 2.526/2015 e nº 1.598/2017, já pontificou a necessidade de, na modelagem final das concessões, haver equilíbrio entre objetivos fiscais e modicidade tarifária, o que foi endossado pelo MME no âmbito de sua CP nº 33/2017.

Diante da robustez da metodologia utilizada no cálculo do valor de bonificação da UHE Porto Primavera, e dado que o respectivo valor viabilizou a extração da chamada renda hidráulica sem a necessidade de se impor a destinação de energia ao ACR ou a adoção do regime de cotas a partir da fixação de determinado patamar de remuneração, chega-se à conclusão de que o modelo de comercialização em questão pode ser replicado para as concessões vindouras.

Por fim, a proposta de que a decisão pela prorrogação seja adotada com antecedência viabiliza a coincidência com o período em que os empréstimos da Conta-COVID, lastreados na CDE, serão pagos.



Dada a certeza de que, nos próximos 5 anos, os consumidores serão compelidos a suportar os custos decorrentes dos efeitos da pandemia, propõe-se adotar janela temporal semelhante para definir o início da percepção dos efeitos da prorrogação.

Assim, celebrar-se-á termo aditivo ao contrato de concessão para que, desde já, sejam estabelecidos, entre outros pontos, (i) a prorrogação por 20 anos, a contar do termo final da outorga em curso, (ii) o valor a ser repassado, a título de pagamento de uso de bem público, para a CDE, e (iii) o valor a ser pago à União de forma parcelada até o início do período de prorrogação.

Sala das Sessões,

Senador Veneziano Vital do Rêgo

(Líder do Bloco Senado Independente)

