

# PARECER Nº , DE 2019

Da COMISSÃO MISTA DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 879, DE 2019, sobre a Medida Provisória nº 879, de 2019, que *altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.*

Relator: Senador **EDUARDO BRAGA**

## I – RELATÓRIO

Vem à análise desta Comissão Mista a Medida Provisória (MPV) nº 879, de 24 de abril 2019, que “altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009”. Em consonância com o art. 62, § 9º, da Constituição Federal, cabe a esta Comissão Mista examinar a Medida Provisória em referência e emitir parecer prévio à apreciação por cada uma das Casas Legislativas.

A MPV nº 879, de 2019, tem três artigos.

O primeiro artigo trata, inicialmente, da ampliação do período de reconhecimento de custos e do prazo para que as distribuidoras de energia elétrica que atendiam os sistemas isolados sejam reembolsadas pelo Orçamento Geral da União (OGU) das despesas por elas incorridas com aquisição de combustível e que não lhes foram pagas pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) em virtude de glosas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) relacionadas às exigências de eficiência econômica e energética previstas na Lei nº 12.111, de 2009.

Acerca da medida em questão, o Poder Executivo, por intermédio da Exposição de Motivos Interministerial (EMI) nº 00013/2019/MME/ME, de 22 de abril de 2019, assinada pelos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Economia, alega que o pagamento pelo OGU das despesas associadas às ineficiências no fornecimento de energia elétrica aos sistemas isolados é o reconhecimento “de uma operação deficitária na prestação de um serviço público de distribuição, cuja obrigação



constitucional é da União, daí atribuir-se ao Orçamento Geral da União essa competência e não ao consumidor de energia elétrica”.

Outro tema tratado pelo primeiro artigo é o reconhecimento de custos no atendimento dos sistemas isolados associados ao transporte e à margem de distribuição na aquisição de gás natural para fins de geração de energia elétrica e que foram glosados pela Aneel também em virtude das exigências de eficiência econômica e energética. A despesa será assumida pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e poderá ser paga em até dez anos. Diferente do caso anterior, não há exigência de aportes de OGU, ou seja, o ônus será transferido para as quotas de CDE e, em consequência, para as tarifas de energia elétrica.

Sobre essa medida, o Poder Executivo pondera na EMI já citada que ela “garante a viabilidade da infraestrutura dutoviária”, preserva “o direito ao reembolso de CCC”, permite “que o consumidor ou as empresas não venham a arcar com a ineficiência de uma infraestrutura parcialmente ociosa daqui para frente”, e que as economias de escala do gasoduto justificam “uma instalação com sobre capacidade projetada para utilização futura”.

O segundo artigo da MPV cria uma exceção ao arranjo legal relacionado ao atendimento aos sistemas isolados, esculpido na Lei nº 12.111, de 2009, para permitir o reembolso da CCC às termelétricas que atendem os sistemas isolados com outorgas prorrogadas, desde que observada a seguinte condicionante: as prorrogações de outorgas devem estar associadas ao aproveitamento ótimo de termoeletricas a gás natural que tenham entrado em operação ou convertido combustível líquido para gás natural, a partir de 2010, como alternativa à substituição da energia vendida por essas termoeletricas.

O Poder Executivo afirma, na EMI que acompanha a MPV, que a modificação estabelecida no art. 2º faz parte da solução que permitirá garantir a ocupação plena do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, preservando a segurança jurídica da repactuação de dívidas entre a pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Finalmente, o terceiro artigo trata da cláusula de vigência, qual seja, a data de publicação da MPV.

No que tange à urgência das medidas propostas, o Poder Executivo, por intermédio da EMI, assevera que “o reconhecimento dos



recursos aqui tratados são condições necessárias para preservar a situação financeira das concessões de distribuição licitadas nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013, bem como para preservar o atendimento à Região Norte por meio do fornecimento e aproveitamento ótimo do gás natural do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus no período contratual vigente”.

A MPV recebeu, no prazo regimental, 54 (cinquenta e quatro) emendas.

Para fins de instrução da MPV, foram realizadas três audiências públicas. A primeira, no dia 25 de junho de 2019, a segunda no dia 09 de julho de 2019 e a terceira em 05 de agosto de 2019, oportunidades em que foram ouvidos representantes do Ministério de Minas e Energia, da Aneel, da Eletrobras, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Amazonas, da Companhia Energética de Roraima (CERR), da Companhia Energética de Roraima (CEA), da Amazonas Energia, da Oliveira Energia, e do Coletivo Nacional dos Eletricitários.

## II – ANÁLISE

Conforme dispõe o art. 8º da Resolução do Congresso Nacional nº 1, de 2002, o Plenário de cada uma das Casas deverá examinar, preliminarmente ao mérito da medida provisória, o atendimento ou não dos pressupostos constitucionais de relevância e urgência, e sua adequação financeira e orçamentária.

### *II.1 DA CONSTITUCIONALIDADE E DA TÉCNICA LEGISLATIVA*

A Constituição Federal (CF), prevê, em seu art. 21, inciso XII, alínea b, que compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica. Além disso, em seu art. 22, inciso IV, prevê a competência privativa da União para legislar sobre energia. Por fim, estabelece, no caput de seu art. 48, a atribuição do Congresso Nacional para dispor sobre todas as matérias de competência da União.

A MPV não trata de matéria de competência exclusiva do Congresso Nacional ou de qualquer de suas Casas, conforme disposto nos arts. 49, 51 e 52 da CF.



Dessa forma, é incontestável que o tema tratado pela MPV orbita no campo de atuação material e legislativa dos Poderes Executivo e Legislativo da União estabelecido pela Constituição Federal.

Ademais, as matérias tratadas pela MPV não constam do rol de vedações de edição de medida provisória previstas no § 1º do art. 62 e no art. 246 da CF. Ou seja, também nesse aspecto não há óbice constitucional.

Em relação ao requisito de urgência e relevância, acolho o entendimento do Poder Executivo, segundo o qual reconhecimento dos recursos tratados pela MPV são condições necessárias para preservar (i) a situação financeira das concessões de distribuição licitadas nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013, e (ii) o atendimento à Região Norte por meio do fornecimento e aproveitamento ótimo do gás natural do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus no período contratual vigente. Ademais, ressalto o risco de a Eletrobras realizar provisões bilionárias se a MPV não fosse editada. Assim, estão atendidos os pressupostos de urgência e relevância para edição de medidas provisórias estabelecidos pelo art. 62 da CF.

A técnica legislativa atende aos requisitos da Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, em especial no que respeita à forma de alteração da lei (art. 12, III).

## *II. 2 DA ADEQUAÇÃO ORÇAMENTÁRIO-FINANCEIRA*

No que se refere ao exame de compatibilidade e adequação orçamentária e financeira, deve-se verificar a repercussão sobre a receita ou a despesa pública da União e o atendimento das normas orçamentárias e financeiras vigentes, em especial aquelas do Novo Regime Fiscal, previsto nos arts. 106 a 114 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias (ADCT) da CF, da Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000, da Lei do Plano Plurianual, da Lei de Diretrizes Orçamentárias e da Lei Orçamentária Anual.

De acordo com a Nota Técnica de Adequação Orçamentária e Financeira – Medida Provisória nº 879, de 24/04/2019, da Consultoria de Orçamentos, Fiscalização e Controle, a EMI que acompanha a MPV “nada informa acerca da observância dos requisitos associados ao exame da compatibilidade e adequação orçamentária da Proposição”. Apesar dessa lacuna, a citada Nota Técnica deixa claro que a matéria tratada na MPV em apreciação não acarreta reflexos em receitas e despesas públicas.



Conclui-se, portanto, pela adequação financeira e orçamentária da Medida Provisória nº 879, de 2019.

### *II.3 DO MÉRITO*

Como abordado no Relatório, a MPV nº 879, de 2019, reconhece custos incorridos por empresas de distribuição de energia elétrica no atendimento aos consumidores de energia elétrica localizados em sistemas isolados e que não foram repassados às tarifas de fornecimento ou aos fundos do setor elétrico que subsidiam a energia elétrica destinada a essas áreas. Ademais, a MPV permite que CCC reembolse as usinas termelétricas com prorrogações de outorga decorrentes do aproveitamento ótimo de termelétricas a gás natural que tenham entrado em operação ou convertido combustível líquido para gás natural, a partir de 2010, como alternativa à substituição da energia vendida por essas termoeletricas.

De fato, o reconhecimento de custos proporcionado pela MPV é devido. Para deixar isso explícito, e para afastar eventuais dúvidas acerca da medida, é preciso recuperar alguns fatos relacionados ao atendimento dos sistemas isolados e que, por vezes, são esquecidos.

A cobertura das ineficiências econômicas e energéticas das distribuidoras de energia elétrica que atendem os sistemas isolados tem relação com a MPV nº 706, de 28 de dezembro de 2015, convertida na Lei nº 13.299, de 21 de junho de 2016. Naquela oportunidade, o Congresso Nacional, reconhecendo (i) as peculiaridades no fornecimento de energia elétrica a tais regiões e (ii) a necessidade de evitar que a deterioração das condições econômicas e financeiras das prestadoras do serviço agravassem as condições de atendimento:

- estabeleceu uma espécie de moratória regulatória para que as distribuidoras atingissem o nível de perdas estabelecido pela Aneel; e
- permitiu que o OGU assumisse, até o exercício de 2017, o montante máximo de R\$ 3,5 bilhões em despesas com aquisição de combustível por parte das distribuidoras de energia elétrica que atendiam os sistemas isolados, despesas estas comprovadas mas não reembolsadas pela CCC por força das exigências de eficiência econômica estabelecidas pela Aneel com base na Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

A primeira medida acima foi implementada. O mesmo não ocorreu com a segunda. Apesar da previsão legal, não houve qualquer



repassse por parte do OGU no prazo estabelecido. Dessa forma, a MPV nº 879, de 2019, acerta em: (i) prorrogar o prazo para que o OGU reembolse as despesas mencionadas; e (ii) ampliar a data para o reconhecimento de custos, uma vez que a Eletrobras, na prática, suportou por mais tempo do que o previsto a operação deficitária das suas então distribuidoras mesmo tendo decidido que não desejava prorrogar as concessões dessas empresas.

O reconhecimento de custos associados à não ocupação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus também é pertinente. Como bem destacado pelo MME na audiência pública realizada no dia 26 de junho de 2019 com a finalidade de instruir a MPV, “o usuário deve pagar pela infraestrutura a ele disponibilizada, a exemplo do que ocorre na rede de transmissão. Para que o projeto seja viável e para que a infraestrutura atenda adequadamente à demanda, espera-se que haja ociosidade da infraestrutura em relação à sua capacidade nos primeiros momentos. A capacidade deverá ser plenamente usufruída ao longo do tempo com o crescimento da demanda”.

Ademais, o contrato para construção do gasoduto, com direito a reembolso da CCC, foi assinado antes da Lei nº 12.111, de 2009, e da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Por essa razão, não caberia exigir parâmetros de eficiência na ocupação do gasoduto ou questionar a tarifa de transporte. Caso contrário, haveria uma sinalização de instabilidade regulatória.

Igualmente, a permissão para que termelétricas com outorgas prorrogadas nas condições estabelecidas pela MPV continuem recebendo recursos da CCC contribui para a manutenção da estabilidade regulatória e evita novos conflitos envolvendo a ocupação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus. No processo de saneamento e privatização das distribuidoras então controladas pela Eletrobras, foram prorrogadas outorgas de algumas termelétricas como forma de viabilizar um *swap* com os contratos da Usina Termelétrica (UTE) Mauá 3. Essa UTE tinha contrato de fornecimento de energia elétrica com distribuidoras por um prazo superior àquele relacionado à outorga do gasoduto Urucu-Coari-Manaus (no caso, 2030). A MPV nº 855, de 2018, permitiu que algumas usinas termelétricas cujas outorgas expirariam até 2030 entregassem parte da energia elétrica que seria gerada por UTE Mauá 3 após 2030. Esse movimento foi feito a partir da garantia de reembolso da CCC a essas usinas mesmo após a prorrogação de suas outorgas, o que era vedado pela Lei nº 12.111, de 2009. Dessa forma, é preciso reestabelecer essa previsão, que deixou de vigorar com a perda de vigência da MPV nº 855, de 2018.



Cumprе destacar, que a permissão de reembolso pela CCC a termelétricas com outorgas prorrogadas, promovida pelo art. 2º da MPV, não afasta a aplicação das exigências de eficiência econômica e energética previstas pela Lei nº 12.111, de 2009. Não há qualquer menção na modificação estabelecida pela MPV nesse sentido para essas usinas. O afastamento das exigências está sendo feito no caso do transporte de gás até 30 de junho de 2017.

O reconhecimento dos custos proposto pela MPV é importante porque a Eletrobras, no âmbito do processo de saneamento das distribuidoras que controlava, e com vistas a privatiza-las, assumiu créditos relacionados ao aporte de até R\$ 3,5 bilhões por parte do OGU e ao reembolso da CCC. E o fez porque havia um instrumento legal garantindo a sua robustez: a MPV nº 855, de 2018. O fim da vigência da MPV nº 855, de 2018, sem que fosse votada pelo Congresso Nacional, criou, contudo, um cenário de instabilidade e incerteza jurídica, que foi reestabelecido pela MPV nº 879, de 2019, a fim de evitar perdas bilionárias para a Eletrobras e para a própria União, sua controladora e principal acionista.

É preciso enfatizar, a fim de afastar interpretações equivocadas, que a MPV não tem efeito no processo de privatização das distribuidoras que eram controladas pela Eletrobras, ou seja, sua rejeição é incapaz de devolver o controle dessas empresas à União. A MPV também não autoriza a desestatização da Eletrobras ou de suas subsidiárias Furnas Centrais Elétricas S/A (Furnas), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte), Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A (Eletrosul) e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE. Não há como privatizar essas empresas, ainda que indiretamente, por meio de eventuais transferências acionárias para outra controlada da Eletrobras, sem que ocorra a revogação do §1º do art. 31 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. E isso a MPV não está fazendo.

Apesar de a MPV ser meritória, como demonstrado, há aperfeiçoamentos a serem promovidos.

O primeiro ajuste está relacionado à inclusão do §17 no art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002. O texto original da MPV menciona que o valor a ser pago pela CDE correspondente à parcela total de transporte e da margem de distribuição referente aos contratos de fornecimento de gás natural firmados até a data de publicação da Lei nº 12.111, de 2009, para fins de geração de energia elétrica relativos à infraestrutura utilizada desde a data de



início de sua vigência até 30 de junho de 2017, será corrigido pela taxa Selic. Entretanto, a MPV não prevê a taxa Selic para o pagamento dos reembolsos das despesas comprovadas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de junho de 2017, pelas concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que tenham sido comprovadas, porém não reembolsadas, por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009. Pelo contrário, a MPV apenas estabelece, nesse segundo caso, que os valores correspondentes serão atualizados monetariamente. Assim, de forma coerente, deve-se adotar a mesma regra para o primeiro caso.

Há, ainda, aperfeiçoamentos provenientes de emendas apresentadas à MPV.

A Emenda nº 3, ao reabrir o prazo para que estados, municípios e o distrito federal privatizem suas empresas de energia elétrica nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, soluciona um conflito judicial, uma vez que, por exemplo, a privatização da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) nos termos dessa lei está ocorrendo por via judicial, uma vez que o Poder Executivo somente regulamentou a matéria em 21 de setembro de 2017, por meio do Decreto nº 9.158, tornando impraticável o cumprimento dos prazos inicialmente fixados, qual seja, 28 de fevereiro de 2018 para a licitação e 30 de junho de 2018 para a transferência do controle. Nesse contexto, diante da regulamentação por parte do Poder Executivo, é correto ampliar esses prazos, como faz a Emenda nº 3.

De forma a complementar a Emenda nº 3, é preciso incluir dispositivo na Lei nº 12.783, de 2013, os procedimentos a serem adotados em caso de não observância dos novos prazos. Sem isso, há risco de deterioração das condições de fornecimento de energia elétrica à população atendida pela CEA. Os ajustes em questão consistem de possibilitar que a Aneel contrate um prestador de serviço temporário até que a entrada do novo prestador selecionado por meio da licitação da concessão seja concretizada. Cabe ressaltar que o arranjo ora proposto é praticamente identico ao previsto na MPV nº 856, de 13 de novembro de 2018, e que seria aplicado às distribuidoras da Eletrobras se não tivessem sido privatizadas.

A Emenda nº 4 estabelece novo marco inicial para o início do prazo das outorgas de autorização de empreendimentos hidrelétricos, qual seja: data declaração da operação comercial da primeira unidade geradora. Contudo, o faz apenas para os empreendimentos que estavam em operação



na data de publicação da MPV nº 879, de 2019, e que não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de sua implantação. A Emenda corrige, assim, uma distorção que afeta negativamente as hidrelétricas de menor porte. O texto exige, apenas, ajustes de técnica legislativa.

No mesmo espírito da Emenda nº 4, que estimula uma fonte de geração de energia elétrica renovável, é oportuno reverter o cenário de aproveitamento tímido das pequenas hidrelétricas na nossa matriz de energia elétrica. Nos últimos anos, constatamos o sucesso das fontes solar e eólica, a partir de políticas públicas de incentivos exitosas. E precisamos fazer o mesmo com as pequenas hidrelétricas. Nesse contexto, propomos utilizar a segunda etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) para garantir que essa fonte renovável atinja 10% da capacidade instalada brasileira de geração de energia elétrica no prazo de 25 anos.

Acerca dessa proposta de incentivo às hidrelétricas de menor porte, vale ressaltar as diretrizes a serem observadas pela segunda etapa do Proinfa: contratação por meio de leilão, diversificação regional na contratação de energia elétrica e isonomia entre os ambientes de contratação regulada e livre no rateio dos custos e da energia elétrica contratada.

As Emendas nº 15 e 53 modificam as regras de prorrogação das usinas hidrelétricas alcançadas pela Lei nº 12.783, de 2013. Em resumo, em lugar da prorrogação no regime de cotas para o mercado regulado, estabelecem como contrapartida à prorrogação a destinação de recursos para o Tesouro Nacional e para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). De fato, as Emendas contribuem para aperfeiçoar a legislação do setor elétrico, com o cuidado de destinar boa parte da chamada renda hidráulica para o consumidor de energia elétrica. Todavia, são necessários alguns ajustes, quais sejam: (i) aplicar condições semelhantes às licitações das usinas; (ii) garantir a neutralidade tarifária no ato de prorrogação.

Sem que sejam aplicadas as mesmas condições da prorrogação para a licitação, a eventual decisão do Poder Executivo pela licitação não geraria, por exemplo, novos recursos para a CDE. Ademais, permaneceria a restrição de que 70% da energia elétrica seja destinada ao mercado regulado. Por sua vez, é preciso garantir que o novo arranjo será neutro em termo tarifários, já que o consumidor de energia elétrica não pode ser penalizado.



A Emenda nº 20, ao reabrir o prazo para a devolução, sem ônus, de concessões de UHE licitadas segundo o critério de maior pagamento pelo uso do bem público (UBP), resolve um conflito jurídico, uma vez que há ações na Justiça contra a cobrança de UBP de usinas licitadas e que não conseguiram sequer a licença prévia. Eliminamos assim um passivo judicial que gera custos para os empreendedores e para a União.

As Emendas nº 24, 31 e 42 reduzem de 60 para 36 meses da data final da concessão o prazo para que as empresas solicitem a prorrogação da outorga nos termos da Lei nº 12.783, de 2013. O mesmo é proposto pela Emenda nº 34, com a diferença que essa última estabelece prazos para que o Poder Executivo informe ao concessionário de geração a remuneração que perceberá em caso de prorrogação. A Emenda nº 54 também reduz o prazo em questão, mas de 60 para 24 meses, e reduz de 210 dias para 180 dias o prazo para a assinatura do contrato ou aditivo contratual. Essas emendas contribuem para que as empresas tenham mais tempo para tomarem decisão de tamanha relevância ao mesmo tempo em que não comprometem os procedimentos para eventual licitação da concessão por parte do Poder Executivo. Assim, cabe a redução de 60 para 36 meses, estabelecida pelas Emendas nº 24, 31, 34 e 42.

Alinhada com as emendas acima, devem ser revogados os arts. 12 e 13 da Lei nº 12.783, de 2013. Esses dispositivos permitem que o Poder Executivo antecipe os efeitos da prorrogação das concessões. Entretanto, o ocorrido com as subsidiárias da Eletrobras mostra o dano que essa prerrogativa pode provocar. Essas empresas incorreram em perdas bilionárias em virtude da antecipação dos efeitos, exigida pelo Poder Executivo, desestabilizando todo o setor elétrico brasileiro. Dessa forma, a antecipação dos efeitos é uma opção que não deve mais vigorar.

A Emenda nº 29 afasta a aplicação, para empreendimentos do setor elétrico, de restrições concernentes à aquisição de imóveis rurais por pessoas jurídicas estrangeiras. Tem como objetivo atrair mais investimentos para o setor elétrico e, portanto, possui mérito inquestionável, uma vez que as limitações existentes dificultam a expansão da oferta de energia elétrica por meio de investimentos estrangeiros. Entretanto, são necessários ajustes no texto original da Emenda.

A Emenda nº 35 altera a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, a Lei das Concessões, para prever um prazo de carência para compartilhar as receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados de novos arranjos tecnológicos com a modicidade



tarifária. Essa matéria afeta diretamente o setor elétrico. Trata-se de um ajuste pertinente porque é preciso de fato estimular que as concessionárias de serviço público modernizem seus serviços e busquem novas formas de reduzir suas tarifas. Entretanto, são necessários ajustes no texto sugerido, uma vez que o prazo de carência deve ser definido pelo órgão regulador, a partir de situações concretas. Ademais, a nova regra não deve ser aplicada apenas para novos arranjos tecnológicos. Basta verificar o conflito atual em torno do compartilhamento de postes, que requer mais incentivos para as empresas.

No que tange às demais emendas, há obstáculos que impedem que sejam aceitas.

As Emendas nº 1, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 25, 26, 27, 28, 30, 32, 45 e 48, como não podem alcançar as privatizações que já ocorreram, porque incorreriam na inconstitucionalidade de violar um ato jurídico perfeito, perderam o objeto. As emendas são ineficazes por não alcançarem as empresas nas quais desejam que a regra estabelecida seja aplicada. Nos casos das Emendas nº 9, 10 e 45, cabe destacar ainda a incompatibilidade com o Novo Regime Fiscal, por infringirem o art. 113 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias (ADCT).

As Emendas nº 2, 5, 13, 14, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 33, 36, 38, 39, 41, 43, 44, 46, e 47 devem ser discutidas no âmbito de uma mudança mais ampla do setor elétrico. Com isso, evita-se o risco de haver impactos indesejáveis sem a chance de ajustes que possam mitigá-lo. Ademais, cria-se a possibilidade de identificar medidas complementares que garantam eficácia e efetividade das medidas propostas.

A Emenda nº 16 é objeto do Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 209, de 2015, que foi aprovado recentemente pela Câmara dos Deputados e que voltará a ser apreciado pelo Senado Federal. É melhor que seja tratada na referida proposição para que ela não seja desidratada.

A Emenda nº 37 perdeu o objeto, uma vez que caberia na MPV nº 855, de 2018, rejeitada tacitamente pela Câmara dos Deputados; não há mais possibilidade de o termo de referência mencionado pela Emenda ser firmado. Ademais, aqueles já firmados não podem ser modificados por serem atos jurídicos perfeitos.

A Emenda nº 40 versa sobre matéria que é objeto do PLS nº 260, de 2017, aprovado pelo Senado Federal em abril deste ano, e que será



apreciado pela Câmara dos Deputados. É melhor que seja tratada na referida proposição para que ela não seja desidratada e debatida com mais tranquilidade.

As Emendas nº 49 e 52 reabrem o conflito existente em torno da ocupação do gasoduto, e desconsideram que o contrato para a sua construção, com direito a reembolso da CCC, foi assinado antes da Lei nº 12.111, de 2009, e da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, quando não havia exigência de parâmetros de eficiência econômica e energética para o fornecimento de energia elétrica aos sistemas isolados. Ou seja, as emendas podem contaminar o objetivo de sanar uma fragilidade jurídica em torno da infraestrutura.

A Emenda nº 50 torna incerto o reconhecimento dos custos previsto na MPV nº 879, de 2019, uma vez que não é possível afirmar se e quando a Eletrobras será privatizada.

A Emenda nº 51 é injurídica, uma vez que a MPV nº 879, de 2019, não afasta a observância dos parâmetros de eficiência no reembolso da CCC às termelétricas com outorgas prorrogadas, como destacado anteriormente.

### **III – VOTO**

Em face do exposto, nosso voto é pela constitucionalidade e juridicidade da Medida Provisória nº 879, de 2016, bem como pelo atendimento da técnica legislativa e dos pressupostos de relevância, urgência e adequação financeira e orçamentaria. No mérito, votamos pela aprovação da Medida Provisória nº 879, de 2015, com acatamento integral das Emendas nºs 3 e 20 e parcial das Emendas nº 4, 15, 24, 29, 31, 34, 35, 42, 53 e 54, e rejeição das demais emendas, na forma do seguinte Projeto de Lei de Conversão.

### **PROJETO DE LEI DE CONVERSÃO Nº       , DE 2019**

Altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.



O Congresso Nacional decreta:

**Art. 1º** A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 3º** .....:

.....

III – na segunda etapa do Programa, o seu desenvolvimento será realizado até que as centrais hidrelétricas com potência inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) correspondam, no prazo de 25 (vinte e cinco) anos, contados da entrada em vigor deste dispositivo, a 10% (dez por cento), no mínimo, da capacidade instalada brasileira de geração de energia elétrica.

.....” (NR)

“**Art. 3º-A** A segunda etapa do PROINFA de que trata o inciso III do art. 3º deverá observar as seguintes diretrizes:

I – contratação de quantidade de energia elétrica junto a novos empreendimentos, mediante leilões organizados pelo Poder Executivo;

II – diversificação regional na contratação de energia elétrica;

III – isonomia entre os ambientes de contratação regulada e livre.

§ 1º A contratação dos empreendimentos será formalizada mediante a celebração de contrato entre os agentes vendedores nos leilões e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, essa última como representante dos agentes de consumo de energia elétrica dos ambientes de contratação regulada e livre.

§ 2º Os contratos terão prazo não superior a trinta e cinco anos, a partir data em que forem assinados.

§ 3º Os leilões deverão:

I – ser realizados anualmente, no primeiro semestre de cada ano;

II – prever o início da entrega da energia elétrica contratada no sexto ano após a sua realização;

III – ter como critério o menor preço por quantidade de energia elétrica ofertada pelos participantes.

§ 4º Em caso de empate, terá preferência o empreendimento com protocolo do projeto básico mais antigo junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§ 5º As datas de protocolo do projeto básico deverão ser divulgadas concomitantemente à divulgação dos empreendimentos habilitados nos leilões.



§ 6º A quantidade de energia elétrica contratada junto a empreendimentos de geração localizados em um estado ou no Distrito Federal deverá ser proporcional à quantidade de energia elétrica habilitada por empreendimentos de geração localizados nesse um estado ou no Distrito Federal.

§ 7º O rateio dos custos e da energia elétrica contratada:

I – será proporcional ao consumo verificado dos agentes de distribuição e dos consumidores livres;

II – não acarretará vantagens ou prejuízos econômicos ou financeiros à CCEE, que deverá ser remunerada pelas despesas, inclusive tributárias, relacionadas à gestão do contrato.”

“Art. 13. ....

IX – prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas comprovadas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de junho de 2017, pelas concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que tenham sido comprovadas, porém não reembolsadas, por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009, incluídas as atualizações monetárias e vedados o repasse às quotas e a utilização dos recursos de que trata o § 1º deste artigo;

XIV – prover os recursos necessários e suficientes para o pagamento da parcela total de transporte e da margem de distribuição referente aos contratos de fornecimento de gás natural firmados até a data de publicação da Lei nº 12.111, de 2009, para fins de geração de energia elétrica relativos à infraestrutura utilizada desde a data de início de sua vigência até 30 de junho de 2017.

§1º Os recursos da CDE serão provenientes:

I - das quotas anuais pagas pelos agentes que comercializem energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição;

II - dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público;

III - das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas; e

IV - das quotas anuais pagas por concessionárias de geração de energia elétrica cuja obrigação esteja prevista nos respectivos contratos de concessão, segundo a forma e os valores definidos nesses contratos.



§ 1º-A A União poderá destinar à CDE os recursos oriundos do pagamento de bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, ou de outras fontes definidas pelo Ministério da Economia, exclusivamente para cobertura dos usos de que trata o inciso IX do **caput**.

§ 1º-B O pagamento de que trata o inciso IX do **caput** é limitado a R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais) até o exercício de 2021, sujeito à disponibilidade orçamentária e financeira.

§ 3º As quotas anuais da CDE de que trata o inciso I deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

§ 15. O preço e a capacidade contratada considerados para repasse da CDE associados à parcela total de transporte dos contratos de fornecimento de gás natural de que trata o inciso XIV do **caput** refletirão os valores regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

§ 16. A Aneel incluirá no orçamento anual da CDE, em até dez anos, parcela equivalente às prestações mensais a serem pagas em razão do disposto no inciso XIV do **caput**, conforme termo de compromisso homologado pela Aneel, a ser firmado entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e o controlador do responsável pela prestação do serviço designado nos termos do disposto no art. 9º da Lei nº 12.783, de 2013.

§ 17. O valor de que trata o § 16 será atualizado monetariamente e poderá ser parcelado, conforme regulamento da Aneel.” (NR)

**Art. 2º** A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 3º** .....

§ 7º O direito de reembolso, após a interligação ao SIN, não alcançará as eventuais prorrogações das autorizações ou as concessões das respectivas instalações de geração, exceto as prorrogações decorrentes do aproveitamento ótimo de termoeletricas a gás natural que tenham entrado em operação ou convertido combustível líquido para gás natural, a partir de 2010, como alternativa à substituição da energia vendida por essas termoeletricas, conforme estabelecido em regulamento do Poder Concedente.



.....” (NR)

**Art. 3º** O §2º do art. 1º da Lei nº 5.709, de 7 de outubro de 1971, passa a vigorar com a seguinte redação:

**Art. 1º** .....

§1º .....

§ 2º As restrições estabelecidas nesta Lei não se aplicam aos casos de:

I – sucessão legítima;

II – aquisição, arrendamento, posse ou uso de imóveis rurais pela pessoa jurídica brasileira de que trata o §1º deste artigo destinados à execução das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, observado o disposto no §5º; e

III – constituição de garantia real em favor de instituição financeira, bem como de recebimento de imóvel rural em liquidação de empréstimo.

§ 3º Cessada a destinação prevista no inciso II do § 2º:

I – o imóvel rural será revertido ao Poder Concedente, conforme previsão no contrato de concessão ou de permissão de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica; ou

II – nas hipóteses não abrangidas no inciso I deste parágrafo, inclusive no caso de autorização, a pessoa jurídica brasileira de que trata o §1º deste artigo deverá buscar a adequação da propriedade, arrendamento, posse ou uso do imóvel rural à presente Lei.

§ 4º A concessão, permissão ou autorização de que trata o inciso II, do § 2º, do art. 1º desta Lei, será informada pelo Poder Concedente à Secretaria-Executiva do Conselho de Defesa Nacional.

§ 5º Aplica-se a exceção de que trata o inciso II exclusivamente à área necessária para viabilizar o funcionamento das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.” (NR)

**Art. 4º** O art. 11 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“**Art. 11.** No atendimento às peculiaridades de cada serviço público, poderá o poder concedente prever, em favor da concessionária, no edital de licitação, a possibilidade de outras fontes provenientes de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade, com vistas a favorecer, com ou sem prazo de carência, a modicidade das tarifas, observado o disposto no art. 17 desta Lei



....." (NR)

**Art. 5º** O **caput** do art. 4º-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“**Art. 4º-A** Os concessionários de geração de aproveitamentos hidrelétricos outorgados até 15 de março de 2004 que não entrarem em operação até 30 de junho de 2013 terão até 31 de julho de 2020 para requerer a rescisão de seus contratos de concessão, sendo-lhes assegurado, no que couber:

....." (NR)

**Art. 6º** O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“**Art. 26.** .....

.....

§ 12. O agente titular de outorga de autorização para geração de energia elétrica com prazo de 30 (trinta) anos, cuja usina esteja em operação em 24 de abril de 2019, e não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de implantação da usina, terá seu prazo de autorização contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, com ajuste, quando necessário, do respectivo termo de outorga, após o reconhecimento pela Aneel atendimento ao critério estabelecido no parágrafo.” (NR)

**Art. 7º** A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 1º-A** A partir da entrada em vigor deste artigo, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º São condições obrigatórias para a prorrogação nos termos deste artigo:

I – o pagamento de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a, no mínimo, 2/3 (dois terços) do valor estimado da concessão;



II – o pagamento de bonificação pela outorga correspondente a, no máximo, 1/3 (um terço) do valor estimado da concessão; e

III – adoção da produção independente como regime de exploração, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, inclusive, quanto às condições de extinção das outorgas e de encampação das instalações e da indenização porventura devida;

IV – assunção do risco hidrológico pelo concessionário.

§ 2º É garantido ao titular da outorga licitada nos termos deste artigo a venda de energia elétrica para os ambientes de contratação regulada e de contratação livre, na forma da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§ 3º O Poder Executivo:

I – poderá exigir percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado para as concessões prorrogadas na forma deste artigo;

II – deverá, se necessário, majorar o valor de que trata o inciso I do § 1º para garantir a neutralidade das tarifas do Ambiente de Contratação Regulada em virtude da prorrogação na forma deste artigo.

§ 4º O cálculo do valor da concessão de que trata o § 1º deverá considerar o valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

§ 5º O cálculo do valor dos investimentos de que trata o § 4º utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 6º Não se aplica às outorgas de concessão licitadas na forma deste artigo o disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

§ 7º A prorrogação nos termos deste artigo e do inciso IX do art. 24 da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, poderá ser concedida, no todo ou em parte a empresa nacional sob controle direto ou indireto da União, dos Estados, do Distrito Federal ou dos municípios, associado ou não à transferência do controle acionário, nos termos do regulamento.”

“Art.8º .....

§ 1º-C Quando o prestador do serviço for pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município, a União outorgará contrato de concessão pelo prazo de 30 (trinta) anos associado à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, desde que:



I – a licitação, na modalidade de leilão ou de concorrência, seja realizada pelo controlador até 31 de dezembro de 2020;

II – a transferência de controle seja realizada até 30 de abril de 2021.

.....

§ 3º Aplica-se o disposto nos §§ 1º a 6º do art. 1º-A às outorgas decorrentes de licitações de empreendimentos de geração de que trata o caput, o disposto no parágrafo único do art. 6º, às concessões de transmissão, e o disposto no art. 7º, às concessões de distribuição.

.....

§ 6º A licitação de que trata o caput poderá utilizar os critérios estabelecidos nos incisos I e II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou a combinação dos dois critérios, observado o disposto no §3º deste artigo.

.....

§10. O vencedor da licitação de que trata o caput deverá, conforme regras e prazos a serem definidos em edital, adquirir do titular da outorga não prorrogada os bens e as instalações reversíveis vinculados à prestação do serviço por valor correspondente à parcela de investimentos não amortizados e/ou não depreciados a eles associados, valorados pela metodologia de que trata o §2º.

§11. Considerando o disposto nos arts. 173 e 219 da Constituição Federal, na licitação de que trata este artigo, deverá garantir o direito de preferência ao agente titular da outorga, nos termos do §2º do art. 3º da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993.” (NR)

“**Art. 8º-A** No caso de insucesso da licitação de que trata §1º-C do art. 8º, fica delegada à Aneel, para garantir a continuidade da prestação do serviço, a responsabilidade pela contratação, sob regime de autorização e mediante processo competitivo simplificado, de prestador emergencial e temporário do serviço público de distribuição de energia elétrica para substituir a pessoa jurídica enquadrada no § 1º-C, afastada a aplicação da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 1º O procedimento para a contratação do prestador emergencial e temporário de que trata o caput deverá ser iniciado após o prazo estabelecido no inciso I do § 1º-C do art. 8º.

§ 2º Os atos preparatórios a serem realizados pela Aneel para a contratação de que trata o **caput**:

I - poderão ser concomitantes aos processos licitatórios de que tratam o caput e o § 1º-C do art. 8º;



II - serão interrompidos imediatamente caso os processos licitatórios de que trata o §1º-C do art. 8º tenham sucesso.

§ 3º O critério de seleção do prestador emergencial e temporário será a menor proposta econômica, que considerará o maior deságio em relação aos empréstimos com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD Fio B, bem como demais condições dispostas em regulação da Aneel.

§ 4º O regime de prestação emergencial e temporária deverá ser disciplinado em contrato de prestação direta emergencial e temporária, a ser elaborado pela Aneel.

§ 5º Os investimentos realizados pelo prestador emergencial e temporário serão integrados aos bens vinculados ao serviço, conforme regulação vigente, e serão adquiridos por meio de pagamento pelo vencedor da licitação de que trata o caput do art. 8º.

§ 6º Concomitantemente à contratação de que trata este artigo, a Aneel iniciará o processo de licitação da concessão de distribuição de energia elétrica, de que trata o caput do art. 8º, que será conferida por até trinta anos."

**“Art. 11.** As prorrogações referidas nesta Lei poderão ser requeridas pelo concessionário com antecedência mínima de 36 (trinta e seis) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º desta Lei.

§ 1º Nos casos em que, na data da entrada em vigor do prazo estabelecido no **caput**, o prazo remanescente da concessão for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 210 (duzentos e dez) dias da data do início da vigência do prazo estabelecido no **caput**.

.....  
§9º No caso das prorrogações das concessões de que trata o art. 1º-A, o Poder Executivo deverá informar os valores previstos no §1º do art. 1º-A no prazo de 24 (vinte e quatro meses) da data final do respectivo contrato ou ato de outorga.

§10. Nos casos em que, na data da entrada em vigor do prazo estabelecido no §9º, o prazo remanescente da concessão for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o Poder Executivo deverá informar os valores previstos no §1º do art. 1º-A no prazo de 60 (sessenta) contados a partir do pedido de prorrogação requerido pelo titular da concessão alcançada pelo art. 1º-A.

§ 11. O titular da concessão alcançada pelo art. 1º-A terá o prazo de 180 (cento e oitenta), contados a partir da publicação do ato do Poder Executivo com as condições de prorrogação, para rever o requerimento de prorrogação da concessão.” (NR)



**Art. 8º** Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

**Art. 9º** Ficam revogados:

I – o art. 2º-A da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997

II – o inciso II do art. 3º da Lei ° 10.438, de 26 de abril de 2002.

III – os §§ 7º, 8º, 9º do art. 8º e os arts. 12 e 13 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Sala da Comissão,

, Presidente

, Relator

