



ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO
CONSULTORIA-GERAL DA UNIÃO
CONSULTORIA JURÍDICA JUNTO AO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
COORDENAÇÃO-GERAL DE ASSUNTOS DE ENERGIA
ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS, BLOCO "U", 9º ANDAR, SALA 935, CEP: 70065-900, BRASÍLIA/DF,
FONE: (61) 2032-5252

PARECER n. 00065/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU

NUP: 48000.001405/2016-67

INTERESSADOS: SECRETARIA EXECUTIVA-MME

ASSUNTOS: ENERGIA ELÉTRICA

I. Minuta de projeto de lei que “*dispõe sobre a modernização e a abertura do mercado livre de energia elétrica, altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e dá outras providências*”.

II. Manifestação favorável da Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia. Notas Técnicas nº 14/2017/AEREG/SE; nº 1/2018/AEREG/SE e nº 1/2018/SE.

III. Viabilidade jurídico-formal da minuta de projeto de lei em debate, cuja aprovação derradeira não é de competência do Ministério de Minas e Energia.

VI. Opinião jurídica favorável à sua edição.

1. Trata-se de expediente oriundo da Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia - SECEX/MME, por intermédio do qual se encaminha a esta Consultoria Jurídica, para análise e emissão de parecer, minuta de projeto de lei que “*dispõe sobre a modernização e a abertura do mercado livre de energia elétrica, altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e dá outras providências*”.

2. Tal encaminhamento se fez acompanhar da seguinte documentação:

- Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE;
- Nota Técnica nº 1/2018/AEREG/SE (de caráter complementar);
- Nota Técnica nº 1/2018/SE (de caráter complementar);
- Minuta interna de projeto de lei que “*dispõe sobre a modernização e a abertura do mercado livre de energia elétrica, altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e dá outras providências*”;
- Minuta interna de “*exposição de motivos*” que servirá para encaminhamento do projeto de lei em questão à Presidência da República (EM nº 1/2018-AEREG/SE).

3. É mister registrar, ademais, a relevância intrínseca da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE para a proposição legislativa sob análise. Trata-se, afinal, do instrumento que justifica o seu próprio nascedouro, porquanto objeto da Consulta Pública nº 33, de 2017, como se verá. Logo, várias das questões que serão analisadas perpassarão por uma leitura do referido instrumento técnico.

4. Opta-se por não se transcrever no presente relatório, por despiciendo, os exatos termos das Notas Técnicas nº 14/2017/AEREG/SE; nº 1/2018/AEREG/SE e nº 1/2018/SE, bem como as disposições do ato normativo de primeiro grau idealizado (lei ordinária) ou da minuta de “exposição de motivos” que a ele se vincula.

5. Diversas transcrições serão realizadas ao longo da manifestação opinativa, sempre com o intuito de permitir uma adequada concatenação entre os dispositivos idealizados no projeto de lei sob análise e os fundamentos fáticos e jurídicos que lhes são subjacentes. A leitura prévia de tais expedientes, contudo, é medida inarredável para a boa compreensão dos aspectos jurídicos que serão doravante enfrentados. É o que se recomenda, portanto.

6. Nessa senda, cumpre também destacar, desde logo, que foi justamente para a análise da juridicidade das proposições legislativas aqui tratadas, mormente no que concerne à sua compatibilidade vertical e sistemática com o ordenamento jurídico brasileiro, que se deu o encaminhamento dos autos a este órgão de assessoramento jurídico, a quem não cabe, naturalmente, se imiscuir nos aspectos puramente meritórios do projeto legislativo que, sob a ótica do Ministério de Minas e Energia - MME, deve ser levado ao Congresso Nacional pela Presidência da República, no exercício da competência que se lhe é determinada pelo art. 61 da Constituição Federal.

7. Importa registrar, outrossim, que a manifestação jurídica a ser doravante empreendida o será em regime de urgência e prioridade, a pedido do órgão consulente, em virtude da relevância do tema.

8. É o relatório. Passa-se a opinar.

9. Inicialmente, registre-se que o exame desta Consultoria Jurídica é realizado nos termos do art. 131 da Constituição Federal, do artigo 11 da Lei Complementar nº 73/1993 e do inciso I do art. 10 do Anexo I do Decreto nº 8.871/2016, subtraindo-se do seu âmbito de atuação análises que importem em considerações de ordem técnica, financeira ou orçamentária.

10. Tal posicionamento decorre, outrossim, do procedimento recomendado pela Consultoria-Geral da União - CGU, através do Enunciado nº 07 do Manual de Boas Práticas Consultivas, o qual assevera que “o Órgão Consultivo não deve emitir manifestações conclusivas sobre temas não jurídicos, tais como os técnicos, administrativos ou de conveniência ou oportunidade, sem prejuízo da possibilidade de emitir opinião ou fazer recomendações sobre tais questões, apontando tratar-se de juízo discricionário, se aplicável”.

11. No caso em análise, a proposição legislativa que se tenciona seja levada a efeito é resultado de um amplo processo de discussão e debate com a sociedade, corporificado na Consulta Pública nº 33, de 2017, que permitiu aos diversos atores do setor elétrico e à sociedade civil que contribuíssem com o ideário de propostas de aprimoramento legislativo imaginados para o setor.

12. A Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE bem delineia o contexto fático em que se deu a formalização de tal consulta, registrando, inclusive, seus principais antecedentes, senão veja-se:

3.1. Em 5 de outubro de 2016, o Diário Oficial da União publicou a Portaria nº 485 do Ministério de Minas e Energia (MME), que divulgou para Consulta Pública “o questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos, com objetivo de subsidiar novas etapas de discussão, bem como definir visões institucionais capazes de estimular a eficiência e a inovação no setor elétrico”. Estava instaurada a Consulta Pública nº 21, de 2016 (CP 21).

3.2. A CP 21 foi subsidiada pela Nota Técnica nº 4/2016-AEREG/SE-MME, preparada como apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que apresentou um extenso questionário acerca dos elementos que devem ser observados na expansão do mercado livre e seus efeitos no setor elétrico brasileiro. Buscava-se, com a iniciativa, discutir medidas capazes de garantir que o mercado livre de tamanho maior que o atual funcione de forma eficiente e sustentável. Conforme apontado na citada Nota Técnica, no processo de expansão do mercado livre, “é relevante determinar o conjunto de condições necessárias para sua expansão, as quais devem estar alinhadas aos princípios da transparência, isonomia, livre

iniciativa e da livre concorrência. Nesse processo, por exemplo, é preciso identificar e reconhecer as imperfeições existentes no funcionamento atual do mercado livre, tais como aquelas causadas por descontos tarifários (subsídios) e reservas de mercado”.

3.3. Embora a CP 21 tivesse como objetivo obter junto à sociedade reflexões mais centradas na expansão sustentável do mercado livre, as 25 (vinte e cinco) contribuições aportadas na consulta apresentaram também importantes discussões no que tange o desenho de mercado de energia elétrica que seria necessário para suportar um mercado mais liberalizado no Brasil. Conforme apontado na Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE, que concluiu a CP 21, “as contribuições revelaram elevado grau de convergência em termos de direcionamento e indicação de aprimoramentos de modelo de mercado, regulação e boas práticas para superar os obstáculos da expansão sustentável do mercado livre, com base na maior eficiência produtiva e alocativa”. Ademais, “em resumo, as contribuições apontam a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas”.

3.4. As contribuições recebidas na CP 21 permitiram que o MME e a EPE aprofundassem os estudos acerca da expansão do mercado livre e dos aperfeiçoamentos necessários no marco regulatório para permitir esta expansão. Em decorrência dessa iniciativa, o Diário Oficial da União de 5 de julho de 2017 publicou a Portaria nº 254, de 30 de junho de 2017, que divulgou para Consulta Pública “a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, com a proposta de aprimoramento do marco legal dos etor elétrico”. Tinha início a Consulta Pública nº 33, de 2017 (CP 33).

3.5. A CP 33, baseada em uma visão de futuro para o setor elétrico, apresentou uma proposta de aprimoramentos legislativos, divididos em quatro grupos: “(i) decisões que orientam a reforma e elementos de coesão, incluindo reforços explícitos a mecanismos já existentes destinados a atuar como contrapartidas às alterações fundamentais do modelo – aqui a maioria dos dispositivos apresenta baixo grau de flexibilidade, normalmente com prazos de implementação pré-definidos, refletindo um pacote de intenções políticas perenes; (ii) aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, permitindo gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais, sem precipitar escolhas definitivas – ao contrário do item anterior, aqui são descritas medidas de destravamento do modelo, para as quais a flexibilidade infralegal é o atributo essencial, não obstante alguns elementos possuam rigidez para garantir a coesão; (iii) alocação adequada de custos entre os agentes – o que se reflete em medidas explícitas de correção de incentivos e racionalização de subsídios ou incentivos, com observância dos requisitos formais e legais, mitigando riscos judiciais por meio do instrumento legal e esclarecendo regras de enquadramento; e (iv) medidas de sustentabilidade, que incluem propostas de desjudicialização e distribuição da renda dos ativos do setor” (Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE).

3.6. Após um período de cerca de 45 dias, o MME recebeu cerca de 215 contribuições de todos os segmentos da sociedade: geradores, consumidores, comercializadores, transmissores, associações, universidades, consultores, bancos, fundos de investimento, instituições (como ONS, CCEE e ANEEL), representantes individuais e da sociedade civil, dentre outros.

3.7. Vários resumos e compilações das contribuições da CP 33 foram também disponibilizadas ao público, enviadas ao MME e estão disponíveis no sítio eletrônico destinado à CP33 por este Ministério. Lá é possível verificar uma síntese das contribuições realizadas pelos agentes, que nesta Nota Técnica serão abordadas por conjunto temático e com ênfase na motivação para a construção da proposta final para o instrumento legislativo, que buscou conciliar grande parte das sugestões recebidas obedecendo a um princípio técnico. Destaca-se que esta Nota Técnica apresentará ainda a incorporação a este instrumento de alguns temas que não constavam da proposta inicial de aprimoramento apresentada pela CP 33, fruto de contribuições relevantes aportadas pelos agentes e de medidas necessárias para complementar a nova proposta do instrumento legal.

3.8. Por fim, é fundamental salientar o alinhamento desta Nota Técnica com as sugestões e contribuições da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), manifestadas na NT-EPE PR-003/2017, também disponível no site da CP 33.

[...]

13. Pois bem. Após já elaborada a Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, que, como visto, contempla a proposta da equipe de assessores da Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia (Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios e Assessoria Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais) ou, em outras palavras, o próprio resultado da Consulta Pública nº 33, de 2017, deu-se a colheita e consolidação de novas contribuições, desta vez no âmbito interno do próprio Ministério de Minas e Energia, o que ensejou a elaboração da também relevante Nota Técnica nº 1/2018/AEREG/SE, na qual se aduz:

3.1. Em 20 de dezembro de 2017 foi emitida a Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE - NT 14 contendo a proposta da equipe de assessores da Secretaria-Executiva, que inclui a Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios, e da Assessoria Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais para fechamento da Consulta Pública nº 33/2016.

3.2. A proposta de fechamento recebeu contribuições da Secretaria-Executiva (Memorando nº 12/2018/SE), da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Memorando nº 18/2018/SPE) e da Secretaria de Energia Elétrica (Memorando nº 3/2018/CGDE/DMSE/SEE). Diversas contribuições foram aproveitadas, reforçando mais uma vez a importância do diálogo e da participação de todos os atores na discussão e concepção das propostas de aprimoramento do setor. Esta Nota compila o resultado final a partir dessas contribuições.

14. Na sequência, deu-se a elaboração, também em caráter complementar, da Nota Técnica nº 1/2018/SE, que trouxe para a mesma proposição legislativa ora analisada a sugestão, tecnicamente justificada, de que se preveja, em dispositivo legal próprio, o afastamento das "*restrições legais para aquisição e arrendamento de terras por pessoas jurídicas brasileiras controlada por estrangeiros destinada às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, considerando a característica de serem altamente fiscalizadas e reguladas*", mediante específica alteração da Lei nº 5.709, de 1971.

15. Nota-se, portanto, com razoável facilidade, o quão participativo foi o processo de construção da proposta legislativa que será doravante analisada. Trata-se de um projeto de lei construído a várias mãos. E o papel desta Consultoria Jurídica, derradeiro no âmbito do Ministério de Minas e Energia, se presta, como já assinalado, à singela verificação da juridicidade e da adequação formal das proposições tecnicamente justificadas no âmbito das Notas Técnicas nº 14/2017/AEREG/SE, nº 1/2018/AEREG/SE e nº 1/2018/SE.

16. A pertinência meritória de tais medidas, mormente sob o seu viés técnico, já foi devidamente avaliada pela competente equipe atuante nesta pasta, com ênfase para os profissionais de altíssimo quilate que subscreveram os expedientes técnicos aqui mencionados.

17. Logo, a bem de uma adequada manifestação jurídica acerca do instrumento legislativo proposto, portanto, opta-se por uma análise "artigo por artigo" da minuta produzida, a qual contemplará, no mais das vezes, a devida referência à justificação técnica pertinente, com a regular conclusão acerca de sua juridicidade.

a) Da competência legislativa para a atuação legiferante concebida. Competência para legislar sobre energia (art. 22, IV da Constituição Federal). Modificação de leis federais.

18. Antes de mais nada, impõe-se enfrentar questão essencial na análise de qualquer proposta de lei, para fins de verificação de sua compatibilidade formal com o texto constitucional vigente. Trata-se, afinal, da chamada "competência legislativa" ou "competência legiferante".

19. No caso em exame, como mencionado, tenciona-se levar a efeito a modificação de uma série de diplomas legislativos federais que versam sobre o setor elétrico brasileiro, modernizando-se o marco legal incidente sobre esse assunto.

20. Logo, é naturalmente aplicável a proposta de lei em exame a regra estampada no art. 22, IV da

Constituição Federal, *in verbis*:

Art. 22. Compete privativamente à União legislar sobre:

*IV - águas, **energia**, informática, telecomunicações e radiodifusão;*

21. Resta mais do que evidenciada, assim, a "competência legislativa" da União para atuar na matéria em tablado, sendo perfeitamente constitucional a apresentação do projeto de lei em análise ao Congresso Nacional, pela Presidência da República, no exercício da competência que se lhe é determinada pelo art. 61 da Constituição Federal.

b) Artigo 1º. Alteração na Lei nº 5.655, de 1971. Concessões de transmissão de energia elétrica. Bens reversíveis, ainda não amortizados, depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, existentes em 31 de maio de 2000.

22. O primeiro dispositivo do projeto de lei em comento tem o intento de solucionar a situação dos bens reversíveis, ainda não amortizados, depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, existentes em 31 de maio de 2000, relativamente às concessões de transmissão de energia elétrica. Para tanto, busca-se acrescentar seis parágrafos ao art. 4º da Lei nº 5.655, de 1971, dispositivo que trata da destinação dos recursos da Reserva Global de Reversão - RGR. Tal proposição legislativa foi concebida nos seguintes termos:

Art. 4º

§4º - A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§4º -B A destinação de recursos nos termos do §4º -A será condicionada:

I - à desistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário, com renúncia ao direito em que se funda a ação; e

II - celebração de termo aditivo aos contratos de concessão de transmissão de energia.

§4º -C A desistência e a renúncia de que tratam o inciso I do caput eximem as partes da ação do pagamento dos honorários advocatícios.

§4º -D O termo aditivo ao contrato de concessão de transmissão de que trata o inciso II do §4º -B deverá prever a incorporação à tarifa dos ativos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel.

§4º - E A incorporação de que trata o §4º -D deverá contemplar, inclusive, o custo de capital não incorporado às tarifas entre a data das prorrogações das concessões na forma da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o reconhecimento na tarifa dos ativos de que trata o §4º -D.

§4º - F O custo de capital de que trata o §4º -E deverá:

I - ser atualizado e remunerado, até a sua incorporação à tarifa, pelo Custo Ponderado Médio do Capital definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes; e

II - ser incorporado à tarifa pelo prazo pelo prazo remanescente da outorga.

23. Pois bem. Tem-se, em tal previsão, medida de verdadeira desjudicialização do setor elétrico. Estabelece-se um novo tratamento aos bens reversíveis, ainda não amortizados, depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, existentes em 31 de maio de 2000, no que concerne especificamente às concessões de transmissão de energia elétrica.

24. A intenção do projeto de lei em análise é estabelecer, portanto, mediante contornos mais exatos, a regra hoje já vigorante, entabulada no art. 15 da Lei nº 12.783, de 2013, *in verbis*:

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela

dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1º O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o caput ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 2º Fica o poder concedente autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Lei, nas concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel.

§ 3º O valor de que trata o § 2º será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária pelo prazo de 30 (trinta) anos, conforme regulamento.

§ 4º A critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

[...]

25. A motivação técnica de tal previsão está estampada nos itens 3.126 a 3.129 da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, tendo sido confirmadas no item 3.80 da Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, senão veja-se:

Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE

[...]

3.126. Respeitando a apresentação das propostas em observância à cronologia das leis, esse tema emerge como medida para reduzir os litígios judiciais (“desjudicialização”), além de atuar distributivamente na alocação de custos entre usuários da rede, atenuando os efeitos da cobrança de encargos associada ao volume de energia consumida.

3.127. A proposta se comunica com a antecipação da trajetória da CDE como compensações ao encargo de sobrecontratação involuntária.

3.128. O objetivo é destinar recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012. Todavia, o componente não pode estar judicializado para que o mecanismo possa ser operacionalizado. Essa medida deve ser compatibilizada com a revogação do §4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE

[...]

3.80. A proposta de direcionamento de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para pagamento das receitas de transmissão foi mantida, com os seguintes aprimoramentos: (i) a desistência de ações que questionam os pagamentos dos ativos anteriores a 2000 se restringe àquelas atualmente ajuizadas; (ii) as concessionárias de transmissão precisam aceitar o aditamento de seus contratos de concessão para alterar a taxa de correção e estender o prazo de pagamento dos valores de recomposição de receita previstos na Portaria nº 120, de 2016, do MME. Com isso, a proposta aumenta sua exequibilidade, o que tende a contribuir com maior eficácia para a desjudicialização do setor.

26. Ora! Não se vislumbra nenhuma antijuridicidade em tal proposição normativa, a qual, indo além do tratamento já conferido ao tema pela Lei nº 12.783, de 2013, altera a própria Lei nº 5.655, de 1971, deixando clara a destinação da RGR para a finalidade ali enfrentada (e nos moldes ali previstos).

27. Trata-se, sem desassombro, de comando normativo compatível com a ordem constitucional brasileira

e que encontra supendâneo técnico razoável, conferindo tratamento jurídico adequado à remuneração de ativos ainda não amortizados, depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, existentes em 31 de maio de 2000.

28. Não há dúvida, afinal, quanto ao direito das concessionárias de ver remunerada a aquisição de tais ativos, não se vislumbrando inconstitucionalidade no formato concebido para tal fim.

29. Tampouco há inconstitucionalidade ou antijuridicidade na previsão legal que estabelece requisitos para o usufruto do novel tratamento normativo idealizado para o tema. Afinal, trata-se de questão já judicializada (há diversas ações judiciais sobre o tema de fundo), e é mister que se persiga a adequada segurança jurídica para a correta conformação dos interesses da União (poder concedente) e dos concessionários de transmissão de energia. Logo, nada obsta a que se condicione a percepção de tais valores, nos termos perfilhados, à desistência de eventuais querelas judiciais que lhes digam respeito, bem como ao respectivo ajustamento do instrumento contratual que versa sobre a concessão em si.

30. Aprova-se, portanto, porquanto juridicamente hígida, a redação concebida para o art. 1º do projeto de lei em análise.

c) Artigo 2º. Alteração da Lei nº 5.709, de 1971. Mitigação das restrições estabelecidas para a aquisição de imóveis rurais por pessoa jurídica brasileira controlada por pessoa física ou por pessoa jurídica estrangeira destinados à execução das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

31. A questão enfrentada no art. 2º do projeto de lei em comento é o específico objeto da derradeira manifestação técnica encartada nos autos, a Nota Técnica nº 1/2018/SE. Trata-se, como bem se vê, de aspecto que não constituiu objeto da Consulta Pública nº 33, de 2017, mas que pela relevância que lhe é própria, está sendo trazido a lume no bojo da proposição legislativa decorrente de tal evento.

32. Com efeito, a intenção do órgão consulente é modificar o § 2º do art. 1º da Lei nº 5.709, de 1971, de forma a não aplicar as restrições estabelecidas pela citada lei à aquisição de imóveis rurais por pessoa jurídica brasileira controlada por pessoa física ou por pessoa jurídica estrangeira destinados à execução das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

33. Assim ficou concebida a redação idealizada para o dispositivo em questão:

Art. 1º
.....

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

I - sucessão legítima, ressalvado o disposto no art. 7º;

II - aquisição de imóveis rurais por pessoa jurídica brasileira controlada por pessoa física ou por pessoa jurídica estrangeira destinados à execução das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

§ 3º Ficam convalidadas as aquisições enquadradas no inciso II do § 2º praticadas até a data da entrada em vigor do inciso II do § 2º.

34. A justificação técnica de tal previsão, por sua vez, está assim disposta na Nota Técnica nº 1/2018/SE:

3.5. A Lei nº 5.709, de 7 de outubro de 1971, regula a aquisição de imóvel rural por estrangeiro residente no Brasil ou pessoa jurídica estrangeira autorizada a funcionar no Brasil. A citada regulação envolve a aplicação de limites de área de imóveis rurais a serem adquiridas por estrangeiros. Por sua vez, o art. 23 da Lei nº 8.629, de 1993, determina que o arrendamento de imóveis rurais por estrangeiros deve seguir a Lei nº 5.709, de 1971, ou seja, estabelece os mesmos limites para os casos de arrendamento de imóveis rurais por estrangeiros. Por força do Parecer CGU/AGU/LA-01/2008, estão sendo aplicados às pessoas jurídicas brasileiras controladas por estrangeiros os limites estabelecidos para aquisição e arrendamento de imóveis rurais fixados pelas mencionadas Leis para os estrangeiros

residentes no Brasil e para as pessoas jurídicas estrangeiras autorizadas a funcionar no Brasil. Esta é a restrição legal objeto de análise desta Nota Técnica.

3.6. A aplicação dos limites para aquisição e arrendamento de imóveis rurais a pessoas jurídicas brasileiras controladas por estrangeiros destinadas a explorar as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica pode ser considerada como uma barreira à entrada para que empresas brasileiras controladas por estrangeiros atuem no setor elétrico, principalmente no segmento de geração de energia elétrica. Essa barreira à entrada tem o potencial efeito de reduzir a concorrência, já que cria uma reserva de mercado para determinadas empresas.

3.7. O aumento da concorrência é um elemento importante na redução de custos e de preços, além de ser vital para a inovação tecnológica. Considerando que a demanda de energia elétrica no Brasil exigirá um contínuo aumento da oferta de energia elétrica e que a energia elétrica é um insumo estratégico para a atividade econômica brasileira, as medidas que reduzem o seu custo permitem tornar nosso País mais competitivo, possibilitando que mais empregos e renda sejam gerados para a nossa população. Nesse contexto, eliminar barreiras à entrada no setor de energia elétrica é algo a ser perseguido. O fim da limitação de área para estrangeiros adquirirem e arrendarem imóveis rurais está em consonância com esse objetivo.

3.8. O fim da restrição em questão também tem impacto no setor ambiental. O Brasil firmou compromissos internacionais e domésticos para a redução de gases de efeito estufa. Para que sejam honrados, deverá haver uma expansão das fontes de energia renováveis não convencionais, como eólica e solar. Todavia, como a exploração dessas fontes exige aquisição e arrendamento de imóveis rurais, o capital externo que poderia ser destinado a expandir essas fontes acaba por ser estimulado a procurar oportunidades em fontes tradicionais de energia elétrica ou mesmo em outros países. Ou seja, a restrição em questão dificulta a modernização da matriz de energia elétrica brasileira, tornando mais desafiador e custoso ao País honrar os seus compromissos de reduzir gases de efeito estufa.

3.9. Em razão do exposto, é pertinente uma proposta legislativa para que seja debatido no âmbito do Poder Executivo e no âmbito do Poder Legislativo a possibilidade de afastar as citadas restrições legais para os casos de aquisição ou arrendamento de imóvel rural destinado às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesse contexto, sugere-se texto legal para modificar o § 2º do art. 1º da Lei nº 5.709, de 1971, de forma a não aplicar as restrições estabelecidas pela citada lei à aquisição de imóveis rurais por pessoa jurídica brasileira controlada por pessoa física ou por pessoa jurídica estrangeira destinados à execução das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Também é sugerido que sejam convalidados as aquisições de imóveis rurais ocorridas até a entrada em vigor do dispositivo.

3.10. Tendo em vista o art. 23 da Lei nº 8.629, de 25 de fevereiro de 1993, esses limites também não serão aplicados aos casos de arrendamento. Deve ser observado que não é intuito do texto sugerido afastar toda a Lei nº 5.709, de 1971, de forma que o Estado continuará exercendo o seu papel regulador na aquisição de imóveis rurais por empresas brasileiras controladas por estrangeiros.

35. Pois bem. Depreende-se da justificativa acima que o que se fará por intermédio da disposição legal idealizada é resolver a questão interpretativa levada a efeito pelo Parecer CGU/AGU/LA-01/2008, relativamente à restrição estabelecida na Lei nº 5.709, de 1971.

36. Passará a ficar claro, em regramento de igual hierarquia normativa (lei ordinária), que a restrição ali contemplada para a aquisição de imóveis não se aplicará no cenário da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, em proveito do próprio sistema elétrico brasileiro.

37. Não se vislumbra em tal intento, destarte, nenhuma ofensa ao texto constitucional ou mesmo incongruência de sede infraconstitucional. Trata-se de proposição legislativa pertinente e regular, atenta aos interesses capitaneados pela pasta ministerial proponente, pelo que se aprova a redação concebida para o art. 2º do projeto de lei em exame.

38. **Impõe-se registrar, apenas, que o cabeçalho do projeto de lei submetido à apreciação desta**

Consultoria Jurídica não contempla menção à alteração da Lei nº 5.709, de 1971, aqui tratada. Logo, merece ser corrigido, para que passe a ser redigido nos seguintes termos:

“[...] dispõe sobre a modernização e a abertura do mercado livre de energia elétrica, altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 5.709, de 1971, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e dá outras providências”

d) Artigo 3º. Alterações na Lei nº 9.074, de 1995. Várias alterações.

39. O art. 3º, como bem se vê, pretende modificar diversos dispositivos da Lei nº 9.074, de 1995. Analise-se separadamente cada uma das modificações ali contidas.

d.1.) Alteração do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995. Prorrogação de usinas hidrelétricas até 50 MW.

40. A primeira alteração cogitada para a Lei nº 9.074, de 1995, reside sobre o seu art. 4º, o qual versa sobre as usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 50 MW. Como é cediço, tais hidrelétricas detêm, no tempo presente, outorgas que se processam mediante autorização. Contudo, há uma série de empreendimentos enquadrados em tal limite cujas outorgas originais eram concessões, em alguns casos de serviço público, como bem se assevera na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, *in verbis*:

3.150. O arranjo atual prevê que usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 50 MW devem ser outorgadas por autorização. Não obstante, há uma série de empreendimentos abaixo desse limite cujas outorgas originais eram concessões, em alguns casos, de serviço público.

3.151. A Lei nº 12.783, de 2013, ao tratar das prorrogações das usinas com essas características, considerando as alterações trazidas pela Lei nº 13.360, de 2016, por emenda parlamentar sancionada, não é clara em relação ao tratamento dessas diferenças.

3.152. A proposta atual, que envolve alterações nas Lei nº 9.074, de 1995, e na Lei nº 12.783, de 2013, busca uniformizar os tratamentos, compatibilizando todas as situações ao regime aplicável às novas outorgas.

[...]

3.155. Esse tema atua na simplificação das regras setoriais e na isonomia entre os agentes. Não estão sendo revisitados o mérito da prorrogação ou a adequação das contrapartidas instituídas pelo Congresso Nacional na Lei nº 13.360, de 2016.

41. Logo, concebeu-se a inserção, no art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, dos §§ 14 a 18, cuja redação idealizada abaixo se transcreve:

Art. 4º

§ 14. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 5 MW (cinco megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos.

§ 15. A critério do poder concedente, as autorizações de que trata o §14 poderão ser prorrogadas por trinta anos, desde que atendidas as seguintes condições:

I - 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, informado pelo poder concedente;

II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada,

para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e
III – estejam em operação comercial.

§ 16. Em até 24 (vinte e quatro) meses antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor do parágrafo § 15 seja inferior a 2 (dois) anos, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação de que trata o § 15, o valor da quota de CDE aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica.

§17. Tendo sido comunicado do valor da quota de CDE, o titular da outorga deverá se manifestar em até 180 (cento e oitenta) dias quanto ao interesse pela prorrogação nos termos estabelecidos no § 15.

§ 18. Não havendo, no prazo estabelecido no § 17, manifestação de interesse do titular da outorga em sua prorrogação, o poder concedente instaurará processo licitatório para outorgar a novo titular a exploração do aproveitamento.

42. Nota-se, claramente, a conformação da proposição em comento com a lógica já estabelecida no art. 2º da Lei nº 12.783, de 2013, com a redação que lhe foi conferida pela Lei nº 13.360, de 2016. Tal dispositivo, como se verá mais a frente, será também modificado, passando a ter uma redação aprimorada e consuetudinária com a realidade fática referida alhures (aspecto que será enfrentado mais adiante, quando da análise do art. 8º do projeto de lei em exame).

43. De toda sorte, transcreva-se o trecho da Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE que motiva a concebida redação legal aqui tratada:

3.81. A proposta da CP 33 foi aprimorada, ajustando os limites para prorrogação, a partir de 5MW e limitando as contrapartidas aos itens previstos na Lei, sem possibilidade de criação de novas condicionantes por ato infralegal. O pagamento de Uso de Bem Público (UBP) foi substituído por recolhimento direto à CDE, pelas razões discutidas anteriormente. Foi mantida a conversão das outorgas de concessões de serviço público de usinas desse porte para autorização na hipótese de prorrogação.

3.82. É importante ressaltar que a substituição da obrigação de recolhimento de UBP para CDE não tem repercussão fiscal. Se por um lado, haveria redução das receitas da União, por outro lado há redução das despesas da União. Isso porque, conforme previsão legal, a UBP é destinada à CDE.

3.83. Os prazos do processo também foram ajustados. Fazer o processo com antecedência maior evita a concentração de contratos no curto prazo pelo titular da outorga, simplesmente pela indefinição quanto aos critérios de prorrogação. Quanto maior a antecedência nessa definição, menor a incerteza para a tomada de decisões comerciais pelos agentes.

44. Não se vislumbra, também relação a esse ponto, inconstitucionalidade ou antijuridicidade de nenhuma ordem. Assevera-se, em acréscimo, sua conformação sistemática com as demais previsões legais atinentes ao tema. Aprova-se, portanto, a alteração idealizada para o art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, por parte do art. 3º do projeto de lei em exame.

d.2.) Alteração do art. 12 da Lei nº 9.074, de 1995.

45. Trata-se de modificação textual relevante, que confere, nos termos da Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, mais liberdade para a comercialização de energia em complexos industriais, afastando o requisito de venda de vapor associado, senão veja-se:

Art. 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

.....

III – consumidores de energia elétrica integrantes de complexo comercial, aos quais

oprodutor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

.....
VI - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial do qual o produtor independente faça parte;
.....

46. Trata-se, sem desassombro, de medida consuetânea com o espírito do projeto de lei em exame, e que não traz em si nenhum vício formal ou material. Configura-se, ao revés, como legítima opção regulatória, sendo a sede legal adequada à sua previsão. Aprova-se, assim, também a redação que se quer estabelecer para o art. 12 da Lei nº 9.074, de 1995.

d.3.) Alteração do art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995. Destravamento da obrigação de contratação.

47. Ainda em análise do art. 3º da proposta de lei em exame, eis que se vislumbra a modificação cogitada para o art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995, para que ali se contemple a regra permissiva do concebido § 7º-A, *in verbis*:

Art. 15.

.....
§ 7º - A A partir de 1º de janeiro de 2021, o Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o § 7º a percentual inferior à totalidade da carga.

48. Pois bem. A justificativa técnica para tal previsão está encartada na Nota Técnica nº 5/2017 /AEREG/SE, nos seguintes termos:

3.40. A primeira proposta associada ao destravamento é a possibilidade de o Ministério de Minas e Energia reduzir a obrigação de contratação dos consumidores. Essa medida é elemento de flexibilidade para a comercialização de energia e atua em coesão com a obrigação de contratação centralizada de lastro para atendimento à expansão do sistema, que busca separar a contratação de dois produtos com características distintas:

(i) confiabilidade de suprimento, que é um bem comum e dado pela contratação do “lastro”; e

(ii) gerência descentralizada do risco de mercado, que é um bem privado e pode ser feito através da gestão individual de cada agente.

3.41. Estes dois produtos vêm sendo historicamente comercializados de maneira integrada no País, com diversas consequências adversas.

3.42. Além disso, essa medida se alinharia ao interesse de se buscar maior credibilidade na formação de preço de curto prazo, que pode ser obtida com a crescente granularização temporal e espacial desse preço e com o aumento da transparência na sua regra de formação.

3.43. O exercício dessa possibilidade pelo Ministério ampliaria as estratégias de gestão de risco disponíveis aos agentes. 3.44. Para tanto, em relação aos consumidores do mercado livre, é preciso alterar o art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995 [...]

49. Trata-se, ademais, como se verá adiante, de perspectiva que desaguará também em modificações da Lei nº 9.427, de 1996 (art. 4º do projeto de lei) e da Lei nº 10.848, de 2004 (art. 7º do projeto de lei).

50. A concepção de tal medida, após as regulares contribuições havidas no âmbito da Consulta Pública nº 33, de 2017, é devidamente justificada na Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE:

3.52. A possibilidade de reduzir a obrigação de contratação como forma de flexibilizar as alternativas de gestão de risco foi mantida para os consumidores livres, mas afastada para o segmento regulado. Na medida em que a abertura do mercado livre avance, podendo inclusive chegar ao mercado de baixa tensão, essa flexibilização tende a atingir todos os consumidores. Por outro lado, é preciso estudar a separação de fio e energia, o suprimento regulado

residual, a estabilidade tarifária e seus efeitos na expansão antes de investir em medidas que ampliem riscos aos consumidores que decidiram não migrar e aos geradores que precisam de um recebível seguro com a venda de energia em contratos de maior duração. Visando a uma expansão ordenada e sustentável do mercado livre, com preservação da segurança do sistema, optou-se por uma proposta final mais conservadora.

51. Trata-se, sem desassombro, de previsão que atende ao espírito do novo modelo jurídico concebido, de ampliação do mercado livre, estabelecendo regra permissiva ao poder concedente, permitindo-lhe reduzir a obrigação de contratação dos consumidores livres (e não mais dos regulados, como inicialmente cogitado).

52. Não há nenhum vício em tal previsão, consetânea, repise-se, com o ideário de destravamento do mercado livre (a ser também ampliado). Aprova-se, portanto, a redação idealizada para o art. 15, § 7º - A, da Lei nº 9.074, de 1995.

d.4.) Alteração do art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995. Redução dos limites e acesso ao mercado livre. Diretrizes acerca da autoprodução.

53. Certamente um dos pontos mais relevantes do projeto de lei em exame diz respeito à pretendida modificação do art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995, cumulada com a inserção dos arts. 16-A a 16-F naquele mesmo diploma.

54. Busca-se, com a novel redação idealizada para o diploma normativo em questão, a consecução de verdadeira ampliação do mercado livre de comercialização de energia elétrica, assim como a definição de relevantes diretrizes para a chamada "autoprodução de energia", senão veja-se:

Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.

§2º A partir de 1º de janeiro de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.

§3º A partir de 1º de janeiro de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.

§4º A partir de 1º de janeiro de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 300 kW.

§5º A partir de 1º de janeiro de 2026, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata o caput para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV.

§ 6 Aplicam-se as disposições deste artigo aos consumidores de que trata o art. 15.

Art. 16-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata este artigo, os consumidores com carga inferior a 1000 kW serão representados por agente comercializador de energia elétrica perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica–CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§ 1º Os consumidores com carga inferior a 1.000 kW serão denominados consumidores varejistas.

§ 2º Os agentes que representam os consumidores com carga inferior a 1.000 kW perante a CCEE serão denominados de agentes varejistas.

§ 3º A ANEEL definirá os requisitos mínimos para atuação como agente varejista, que devem prever:

I – capacidade financeira compatível com o volume de energia representada na CCEE; e

II – obrigatoriedade de divulgação do preço de referência de pelo menos um produto padrão definido pela ANEEL.

§ 4º Até 31 de dezembro de 2022, o Poder Executivo deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3

kV, que deverá conter, pelo menos:

I – ações de comunicação para conscientização dos consumidores visando a sua atuação em um mercado liberalizado;

II – proposta de ações para aprimoramento da infraestrutura de medição e implantação de redes inteligentes, com foco na redução de barreiras técnicas e dos custos dos equipamentos;

III – separação das atividades de comercialização regulada de energia, inclusive suprimento de última instância, e de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.”

(NR)

“Art. 16-B Os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 2004, que exercerem as opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16 deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária de que trata o § 13 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 16-C Os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão alocados a todos os consumidores dos Ambientes de Contratação Regulada e Livre, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica.

§ 1º Os resultados que trata o caput serão calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§2º O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o § 13 do art. 4º deverá ser considerado no cálculo do encargo tarifário de que trata o caput.

Art. 16-D Os encargos de que tratam os art. 16-B e art. 16-C serão regulamentados pelo Poder Executivo e poderão ser movimentados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

§ 1º Os valores relativos à administração dos encargos de que trata o caput, incluídos os custos administrativos e financeiros e os tributos, deverão ser custeados integralmente ao responsável pela movimentação.

§ 2º O regulamento deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo de que trata o art. 16-B em função de contratos de compra de energia assinados até 31 de dezembro de 2020.”

“Art. 16-E Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.

§ 1º É assegurado ao autoprodutor de energia elétrica o direito de acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

§ 2º Também é considerado a autoprodutor o consumidor que:

I – participe, direta ou indiretamente, do capital social da sociedade empresarial titular da outorga, observada a proporção da participação societária, direta ou indireta com direito a voto; ou

II - esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas, direta ou indiretamente, às empresas do inciso I, observada a participação societária, direta ou indireta, com direito a voto.

§3º A destinação da energia autoproduzida independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o autoprodutor responsável por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo, observado o disposto nos § 10, § 11 e § 12 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, com carga agregada mínima de 5.000 kW (cinco mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido, observado o disposto nos § 10, § 11 e § 12 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida.

§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente:

I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; ou

II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada.

Art. 16-F A outorga conferida ao autoprodutor será em regime de produção independente de energia.

Art. 16-G As linhas de transmissão de interesse restrito aos empreendimentos de autoprodução poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos atos de outorga.

55. A motivação técnica de tais previsões foi inicialmente exposta na Nota Técnica nº 5/2017 /AEREG/SE, submetida a consulta pública, no específico trecho que abaixo se reproduz:

AUTOPRODUÇÃO

3.18. O primeiro ponto a ser apresentado se refere à autoprodução de energia. O investimento em autoprodução é uma ferramenta importante para consumidores (em geral, grandes empresas) cuja proteção aos riscos de flutuação no custo da energia elétrica é relevante no ramo de negócios em que atuam.

3.19. Não obstante, a figura da autoprodução é carente de uma previsão legal que ajuste adequadamente os contornos e diretrizes que equilibrem seus benefícios e ônus. [...]

[...]

REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

3.31. O próximo item a ser tratado é a redução dos limites de acesso ao mercado livre, que responde à crescente evolução tecnológica com impactos sobre a participação do consumidor na cadeia de decisões do setor. Este conceito também foi foco de uma série contribuições recebidas na CP 21. Além disso, na medida em que o mercado livre fica mais acessível, há um efeito colateral em relação à homogeneização do produto energia, tendo em vista que o segmento de energia especial vai se reduzindo pela redução dos limites do mercado livre convencional.

3.32. A proposta prevê a abertura do mercado até 2028 para consumidores de alta e média tensão (Grupo A), alcançando o seu limite inferior de 75 kW de demanda. A razão para essa abertura parcial e conservadora é evitar uma transição muito acelerada sem a adequada preparação e adaptação dos instrumentos e elementos de coesão que garantam a sustentabilidade dessa abertura – a serem detalhados oportunamente. A exclusão do segmento de baixa tensão decorre da ausência de informações que permitam avaliações mais profundas deste Ministério sobre o benefício em inclui-lo na abertura de mercado. Este diagnóstico foi também colhido na CP 21, que adicionou, como relevante barreira, a falta de informação dos consumidores a respeito do mercado livre.

[...]

3.34. O aperfeiçoamento em tela requer alteração na Lei nº 9.074, de 1995 [...]

[...]

3.35. Destaca-se nessa proposta a definição de uma clara fronteira entre os mercados atacadista e varejista, evitando uma proliferação de agentes diretamente representados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Ainda que isso constitua uma barreira para migração, trata-se de medida necessária e embrionária na formação de um ambiente de atacado com garantias financeiras robustas e liquidação menos arriscada, que está em consonância com as sugestões apresentadas na CP 21, de que a ampliação do mercado livre exigirá responsabilidades do segmento de comercialização.

3.36. A mesma medida de separação entre atacado e varejo é repercutida na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, em relação à parcela dos consumidores especiais que permanecerão nessa condição até que os limites de acesso amplo e irrestrito ao mercado livre se reduzam. Além disso, limita-se a comunhão de fato e de direito às migrações que se concretizem até o fim de 2017. A partir de 2018, além do respeito à fronteira do atacado e do varejo, o segmento especial só poderá ser composto por unidades consumidoras que individualmente tenham carga de pelo menos 500 kW.

[...]

3.37. No que tange à nova disciplina introduzida no mercado especial, o tema da ampliação

do mercado livre possui estreita relação com a dimensão associada à correção de incentivos aos agentes e à correta alocação de custos.

3.38. Os consumidores especiais possuem restrição de compra de energia de fontes incentivadas. Essas fontes gozam de desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e de distribuição, aplicável sobre a produção e sobre o consumo da energia, de modo que cada unidade de expansão do segmento especial implica um aumento dos subsídios pagos pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Este desenho resulta em subsídios cruzados, afetando adversamente a alocação de custos no setor.

3.39. Mais à frente, quando forem abordadas as propostas de destravamento e da correta alocação de custos, serão apresentadas outras medidas que lidam com essa distorção alocativa corrigindo a forma como são dados incentivos a determinadas fontes de energia e como esses incentivos poderiam ser substituídos ao longo do tempo pela adequada valoração dos atributos que essas fontes entregam ao sistema e por meio de preços mais granulares no tempo (com compromisso de implantação de preços horários) e no espaço. Tratamento semelhante será apresentado para a geração distribuída, associando um compromisso de implantação da tarifa binômica com prazo predeterminado à cobertura legal para tarifas horárias, sinal locacional na rede de distribuição e valoração de benefícios dessa geração.

[...]

56. Deu-se, então, o aprimoramento da proposta inicial, inclusive com a revisitação dos marcos temporais inicialmente cogitados para a ampliação do mercado livre, como bem elucidado na Nota Técnica nº 14/2017 /AEREG/SE, *in verbis*:

AUTOPRODUÇÃO

3.45. A proposta final traz aprimoramentos ao tema da autoprodução, com alteração dos critérios de apuração de encargos e de elegibilidade à categoria. Os critérios de classificação da atividade de autoprodução envolvendo mesmo grupo econômico foram aperfeiçoados. A carga individual de 3.000 kW foi substituída por uma carga agregada de 5.000 kW. A base de apuração do consumo líquido foi simplificada, considerando o desconto da energia autoproduzida, sem avaliação de volumes contratados. O registro de que a atividade de autoprodução se dá em regime de produção independente foi expandido para incluir todas as fontes além da hidrelétrica. Houve reordenamento dos dispositivos que tratam da autoprodução, ainda dentro da Seção III da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que trata das opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores.

3.46. A intenção da proposta inicial apresentada na CP 33 foi preservada, mantidas restrições ao exercício da autoprodução, que permitem a fiscalização da atividade e evitam que ela se torne uma substituição à negociação de contratos de compra e venda de energia no ambiente livre.

3.47. As sugestões de criação da figura de consumidor gerador ou de geração distribuída para consumo próprio na Lei, a exemplo do que se propôs à autoprodução, não foi considerada necessária ou oportuna, em linha com a retirada da tarifa binômica da proposta final.

REDUÇÃO DOS LIMITES DE ACESSO AO MERCADO LIVRE

3.48. A proposta final acelera a última tranche de abertura do mercado livre, de 2028 para 2026, além de reclassificar essa tranche de acordo com o nível de tensão, tendo em vista a intenção de que a abertura alcance toda a alta tensão, independentemente da carga. A proposta traz ainda a determinação para que se realizem estudos, até 31 de dezembro de 2022, para abertura do mercado livre na baixa tensão, com foco em: comunicação e informação; barateamento de infraestrutura e redução de barreiras técnicas; e separação das atividades de fio e de comercialização de energia, inclusive a figura da garantia do supridor de última instância. A proposta também dá mais liberdade para a comercialização de energia em complexos industriais, afastando o requisito de venda de vapor associado.

3.49. A definição de agente varejista foi expandida, mas foram incluídos requisitos para atuação nessa função que se orientam para uma maior eficiência e sustentabilidade do mercado. Esses requisitos são: manutenção de capital compatível com o volume de energia representada na CCEE, a exemplo do que ocorre no mercado financeiro para redução de

risco sistêmico; e obrigatoriedade de divulgação de um preço de referência, conforme padrão definido pela ANEEL, a fim de reduzir a assimetria de informação de agentes compradores e vendedores e criar uma referência de preço, sem prejudicar estratégias comerciais individuais. A transparência será um diferencial na atuação do agente varejista para atração de clientes, de modo que eventual resistência à divulgação de uma referência de preço tende a ser superada pela divulgação voluntária de preços efetivos, como ocorre em outros países com mercado livre desenvolvido. Além disso, a formação de um bom referencial de preço é fundamental para a sustentabilidade do mercado livre.

3.50. Ademais, foi mantido o requisito de carga e deslocada a obrigação de representação por agente varejista (fronteira entre atacado e varejo) de 2018 para 2021, tanto no segmento convencional quanto no especial, que aumenta a robustez do mercado em conjunto com medidas de aprimoramento das garantias e dos coeficientes de capital. Foi mantida ainda a comunhão de fato e dedireito, em linha com as contribuições que apontaram a incongruência de se vedar essa comunhão nump rocesso faseado de ampliação do mercado livre.

3.51. Também se propõe que a ANEEL, ouvidas as instituições reguladores do Sistema de Pagamentos Brasileiro e das bolsas de valores - Banco Central do Brasil e Comissão de Valores Mobiliários, promova aprimoramentos regulatórios para o mercado de energia brasileiro visando ao desenvolvimento e crescimento de bolsas de energia criadas no ambiente privado. Essa articulação é importante para que se evite sobreposição de regras ou conflito de competência, uma vez que a regulação financeira seria, a princípio, aplicável a qualquer mercado financeiro relevante. A Agência deverá apresentar proposta até 31 de dezembro de 2020.

57. Nota-se, assim, que a versão inicial da proposição levada a efeito sobre esse tema foi consideravelmente aprimorada, por ocasião justamente das contribuições colhidas em face da Consulta Pública nº 33, de 2017. Demais disso, as razões técnicas assinaladas para o intento legislativo ora analisado são absolutamente robustas e consetâneas com o intento de ampliação do mercado livre de energia, assim como com o regular tratamento normativo da autoprodução de energia.

58. Não se vislumbra, mais uma vez, nenhuma antijuridicidade nas proposições legislativas levadas a efeito. Não há inconstitucionalidade e as inovações apenas tendem a modificar o cenário legislativo incidente sobre o contexto da comercialização de energia, o que se dá no espectro da condução da política energética que se enxerga, no âmbito da pasta ministerial, como a mais adequada para a realidade presente.

59. Aprova-se, assim, sob o aspecto eminentemente jurídico, as modificações pretendidas para o art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

60. **É mister, apenas que se opere a devida correção do § 2º do art. 16-C, previsto na minuta para a Lei nº 9.074, de 1995 (art. 3º). Com efeito, há um equívoco de remissão no referido dispositivo, que deveria, como bem alertado pelo próprio órgão consultante, fazer menção ao também sugerido § 18-A do art. 2º da Lei nº 10.848, de 2004, que passará a prever que "as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender contratos de energia elétrica em mecanismo centralizado, conforme regulação da ANEEL, com o objetivo de reduzir eventual excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado". O § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, por seu turno, será revogado, e não mais existirá.**

61. **Logo, a redação do sugerido § 2º do art. 16-C, previsto na minuta para a Lei nº 9.074, de 1995 (art. 3º), deve ser a seguinte:**

[...]

§ 2º O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o § 18-A do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, deverá ser considerado no cálculo do encargo tarifário de que trata o caput.

62. Quanto ao mais, repise-se, aprova-se integralmente a redação idealizada pelo projeto em comento.

d.5.) Alteração do art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995. Regramento para os casos de privatização da empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica.

63. Por fim, o art. 3º do projeto de lei em análise busca também alterar o art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995, transformando em peremptória a previsão do § 1º do referido dispositivo (alteração do regime jurídico da empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica porventura privatizada para "produtor independente de energia"), bem como estabelecendo a "onerosidade" da outorga de concessão processada nesses termos, com destinação de recursos à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, senão veja-se:

Art. 28.

.....
§ 1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, o poder concedente deverá alterar o regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.
.....

§ 5º Também são condições para a outorga de concessão de geração na forma deste artigo:
I – o pagamento de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a, no mínimo, 1/3 (um terço) do valor estimado da concessão; e
II – o pagamento de bonificação pela outorga correspondente a, no máximo, 2/3 (dois terços) do valor estimado da concessão.
§ 6º Não se aplica às outorgas de concessão na forma deste artigo o disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.
§ 7º Aplica-se o disposto nesse artigo às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

64. Ora! Malgrado tenha sido excluída da proposta legislativa sob análise o tratamento da descotização e privatização de empresas estatais federais (vide itens 3.15 a 3.17 da Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE), é certo que se manteve o fim do regime de cotas para as usinas a serem doravante prorrogadas ou licitadas, assim como a destinação de parte do benefício econômico decorrente de tais outorgas para a CDE, como instrumento de consecução da modicidade tarifária.

65. E essa mesma lógica, como aqui se vê, aplicar-se-á aos casos de privatização, nos quais é dado ao poder concedente, como bem se sabe, processar a desestatização da empresa cumulada com a outorga de nova concessão. Sobre o tema, há variadas manifestações precedentes desta Consultoria Jurídica, sendo despidendo reafirmar a constitucionalidade de tal sistemática (evento já reconhecido pelo Supremo Tribunal Federal, no julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 1582-DF).

66. Ora! Como bem assinalado no item 3.25 da Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, "a proposta final prevê ainda que toda a nova outorga concedida a um empreendimento existente, seja em um processo de privatização, seja em um processo de licitação de uma concessão vencida, destine 1/3 do valor do benefício econômico da outorga à CDE, por meio de obrigação imposta ao gerador no novo contrato de concessão de pagar cotas de CDE".

67. Não se vislumbra em tal exigência, assim, nenhuma inconstitucionalidade ou vício de nenhuma ordem. Tampouco é vedado ao legislador ordinário estabelecer que a faculdade até aqui prevista no § 1º do art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995, para conversão em "produtor independente de energia" da concessionária de geração a ser desestatizada nos termos ali previstos, passe a ser, em verdade, um corolário da própria medida desestizante (medida impositiva ou vinculada). Com isso, ao revés, robustece-se, o atingimento do próprio o escopo do projeto de lei em análise, que é o fim paulatino do regime de cotas.

68. Aprova-se, destarte, porquanto juridicamente hígida, a pretendida alteração do art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995.

e) Artigo 4º. Alterações da Lei nº 9.427, de 1996.

69. O art. 4º do projeto de lei em análise se debruça, por seu turno, sobre as modificações cogitadas para a Lei nº 9.427, de 1996, diploma absolutamente relevante para o setor elétrico, justamente por prever, dentre outros vários aspectos, as competências da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

70. E é justamente no âmbito de tais competências que se processam as primeiras alterações concebidas, a reverter sobre o art. 3º do referido diploma, senão veja-se:

Art. 3º

X - fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do benefício econômico anual, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses;

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento ao mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e

d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

71. Vê-se, em tais previsões, além de um ajuste para fins de regulação e fiscalização do mercado livre na forma das alterações que lhe são dirigidas pelo novel marco normativo que aqui se analisa (arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995), medidas outras que visam à modernização do mercado regulado, assim justificadas na Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE:

56. A proposta estabelece diretrizes para a consideração no cálculo das tarifas do sinal locacional de preço, inclusive na rede de distribuição, além da consideração de eventuais benefícios da geração próxima da carga. Essas são formas de racionalizar a remuneração de externalidades, viabilizando fontes pelo mérito que agregam ao sistema, em vez de subsídios não transparentes e quenão manifestam adequadamente os incentivos para inserção virtuosa das alternativas de suprimento energético.

72. Modifica-se, outrossim, o critério a ser utilizado para fins da multa de que trata o inciso X do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, que deixa de ser o faturamento e passa a ser o "benefício econômico anual", decerto critério mais justo para atingir a finalidade cominatória da medida punitiva ali tratada, especialmente no cenário .

73. Sobre o tema, assim se aduziu na Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE:

3.85. Este tema não possui a mesma pertinência das demais alterações do ponto de vista de sustentabilidade estrutural do setor. Todavia, seu conteúdo chamou a atenção entre as contribuições feitas no âmbito da CP 33 pelo evidente desequilíbrio com que se define a base

de cálculo para aplicação de penalidades às distribuidoras e a receita que efetivamente remunera o serviço de distribuição de energia elétrica.

3.86. A despeito de a ANEEL possuir autonomia para definir a dosimetria na aplicação de multas, a base de apuração excessivamente inflada cria um cenário no qual a objetivação da dosimetria fica prejudicada em relação aos demais segmentos, tendo em vista o impacto desproporcional de qualquer ponto percentual aplicado sobre a receita total na remuneração efetiva das distribuidoras. Nesse sentido, uma infração igualmente grave, que uma vez objetivada resultaria em aplicação da multa percentual máxima em outro segmento, precisa ser ajustada no segmento de distribuição sob pena de inviabilizar a continuidade e o resultado da concessionária.

74. E ainda em sede de modernização do mercado regulado, pretende-se sejam inseridos os § 8º a 11 no art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, modificando-se também a atual redação dos art. 12 e 26 do diploma em questão:

[...]

§ 8º As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – podem prever tarifas diferenciadas por horário; e

II – podem prever a disponibilização do serviço de fornecimento de energia elétrica mediante pré-pagamento por adesão do consumidor ou em caso de inadimplência recorrente.

§ 9º Até 31 de dezembro de 2021, a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores com geração própria de qualquer porte, independentemente da tensão de fornecimento, não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida.

§ 10. A vedação de que trata o § 9º não se aplica aos componentes tarifários de perdas, inadimplência e encargos setoriais.

§ 11. Até 31 de dezembro de 2018, a fatura de energia elétrica para qualquer tensão de fornecimento deverá discriminar os valores correspondentes à compra de energia elétrica regulada, quando aplicável.

.....

Art. 12

.....

§1º.....

III - $TFd = [Ed / (FC \times 8,76)] \times Du$

Onde:

...

Du = 0,4% do valor unitário do benefício econômico anual decorrente da exploração do serviço de distribuição, expresso em R\$/kW, constituído pelo faturamento líquido de tributos e abatido das despesas de compra de energia, de encargos de transmissão e distribuição e de encargos setoriais;

Art. 26.

.....

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem o §1º, o §1º-A e o §1º-B:

I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e

II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2020.

§1º-D Até 31 de março de 2020, o Poder Executivo deverá apresentar plano para criação de mercados que valorizem os benefícios ambientais das energias renováveis com baixa emissão de carbono, para implementação a partir de 1º de janeiro de 2021.

.....

§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata este artigo, os consumidores varejistas deverão ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos termos dos §6º a §9º do art. 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.

75. A explicação do que se prevê nos referidos dispositivos está também estampada na Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, que nesse trecho vai além, versando também sobre outras questões atinentes à adequada alocação dos riscos do negócio de energia, senão veja-se:

57. A proposta atua no aspecto das informações ao consumidor, para que esse faça suas escolhas de forma mais consciente, e de transparência na formação das tarifas. Entretanto, seu objeto principal é a autorização legal para definição de tarifas diferenciadas por horário e ao pré-pagamento de energia elétrica, dando segurança jurídica à regulação da matéria. Tarifas horárias são mais um instrumento para valoração adequada da energia já que, além de tornarem o consumo mais eficiente por meio de um maior acoplamento com o sinal de preço e com a operação, podem agregar valor à geração capaz de atender as horas críticas do sistema. Já o pré-pagamento é uma forma eficiente de combater inadimplência ou de facilitar a gestão de custos por parte dos consumidores.

58. A proposta estabelece um compromisso temporal para a tarifa binômia, deixando o detalhamento da matéria para regulação. A única diretriz colocada é que o componente de uso da distribuição e da transmissão (ressalvado encargos tarifários e perdas) não seja cobrado por unidade de energia, de modo a direcionar a regulação para a definição de um parâmetro de cobrança não volumétrico. A cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou micro e mini geração distribuída, pois cada economia no consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede, em um segundo momento, se transforma em transferência do custo evitado aos demais consumidores. Consequentemente, há incentivos para que o consumidor invista individualmente em um montante de geração distribuída além do ótimo sistêmico.

59. Essa transferência de custos, quando associada, por exemplo, a instalação de painéis fotovoltaicos, pode fazer com que os consumidores que não possuem recursos para a instalação de um painel subsidiem o custo da rede para os consumidores de renda mais alta, que possuem esse recurso. Por outro lado, se houver benefícios sistêmicos ou locacionais na instalação de um painel, os demais consumidores terão um resultado neutro, pois a gestão da rede ficará otimizada e a eficiência operacional ou a redução de investimentos serão capturadas em contrapartida. A medida alinha os incentivos dos consumidores interessados na micro e na minigeração aos incentivos das distribuidoras em disponibilizarem uma estrutura de rede adequada para essas opções disponíveis aos consumidores.

60. A proposta resgata os conceitos de contratos de quantidade e por disponibilidade, destacando que nesta última modalidade os riscos podem ser total ou parcialmente atribuídos aos compradores. Importante destacar que se trata aqui da regulação da relação comercial entre gerador ofertante e o mercado regulado, definindo-se em linha gerais como se dá a alocação de riscos nessa relação comercial. Essa relação comercial, ainda que represente um dos aspectos de alocação de risco entre geradores e consumidores, na qualidade de vendedores e compradores, não se sobrepõe a outros dispositivos legais que tenham redistribuído ou redefinido a responsabilidade pela assunção de determinado risco também oriundo de decisões de despacho, por exemplo, retirando a incidência desse risco dos geradores (entendido como categoria de agente, e não apenas vendedor) e repassando o risco aos consumidores via encargo, portanto, fora de eventual relação comercial estabelecida entre essas categorias.

61. Dessa forma, expandir a definição da alocação de risco nas modalidades contratuais para além do risco hidrológico não significa, do ponto de vista sistêmico, que qualquer decisão de despacho será paga ou terá efeito econômico no gerador. O gerador poderá fazer jus, de acordo com a legislação, a outras compensações pagas, por exemplo, via encargo pelo conjunto de consumidores, por fora do veículo contratual e bilateral firmado com um consumidor específico

62. Também é importante esclarecer outro ponto, desta vez com foco na geração hidrelétrica. O fato de um risco não ser hidrológico não significa que ele não seja de responsabilidade do gerador ou que não faça sentido compartilhá-lo em condomínio com os demais geradores. O risco de novos entrantes ou de contestação do preço, por exemplo, é um risco típico de qualquer negócio, pois afeta quantidade e preço do produto ofertado pela ampliação da concorrência (a oferta de preços por consumidores, por exemplo). O risco de alterações ou

inovações tecnológicas ou o risco de alterações de preferências dos consumidores (que no caso do setor elétrico é a alteração de matriz) também é um risco típico a que se sujeitam os vendedores de qualquer mercadoria. De modo semelhante, o risco de flutuação da demanda é típico do negócio. A hidrologia é apenas uma das dimensões do risco da atividade de geração hidrelétrica, específica dessa atividade, e à qual se somam outras dimensões, também capazes de afetar as quantidades vendidas e os preços de venda ou de exposição. Essa soma representa a configuração do integral risco do negócio de produção independente de energia, cuja decisão ótima é consubstanciada na gestão de compra e venda, envolvendo quantidades, prazos e preços.

63. Há ainda a supressão de dispositivo que limita a concorrência nos leilões de energia ao afastar dos certames de energia nova os empreendimentos já outorgados que ainda não entraram em operação e que ainda não negociaram toda a sua energia, por meio de uma regra de limitação do preço de venda desses empreendimentos. Esse dispositivo é incompatível com o objetivo de racionalização da contratação regulada e homogeneização do produto energia, além de ser uma regra discriminatória e prejudicial à isonomia, ainda mais em um modelo no qual a segurança do abastecimento tenderá se dar por meio da contratação de lastro.

76. As mudanças acima enfrentam, outrossim, a questão dos subsídios às fontes incentivadas, como também assinalado na Nota Técnica nº 14/2017, senão veja-se:

3.68. Em relação aos subsídios às fontes incentivadas, houve alterações bastante significativas. O conceito de conversão do desconto para um prêmio de incentivo foi abandonado em prol do desenvolvimento de um mecanismo de mercado para valoração dos atributos ambientais, que permite capturar o progresso tecnológico e o barateamento das fontes com baixa emissão de carbono.

3.69. As outorgas concedidas até 31 de dezembro de 2020 fariam jus ao desconto nas tarifas de uso da rede pagas pelo produtor e pelo consumidor comprador. Esse direito ao desconto acompanharia as outorgas até o encerramento de seus prazos, de modo que eventual prorrogação se daria no novo regime.

3.70. Na proposta final, o Poder Executivo deve apresentar até 31 de março de 2020 um plano para criação de mercados que valorizem a baixa emissão de carbono, para implantação até 31 de dezembro de 2020. A formulação desse mercado pode se dar de diversas formas, tais como: o estabelecimento de obrigação mínima de contratação para cada consumidor, de modo que cada um buscaria a adequação de seu portfólio aos requisitos ambientais; a fixação de um mandato na compra do lastro necessário à expansão. Essa definição será oriunda do plano, que deverá envolver, no âmbito de governo, por exemplo, as pastas de Meio Ambiente e também da Indústria e do Comércio, além do Ministério de Minas e Energia. Certamente, esse plano deve ser discutido com a sociedade, uma vez que representará escolha alocativa e distributiva de recursos, com benefícios e custos associados.

3.71. Essa proposta dá segurança às outorgas atuais e também evita a fixação de um prêmio em valores que não passaram pelo crivo de um processo concorrencial, atendendo a diversas contribuições que questionaram a falta de integração das propostas de energia com os desafios ambientais. [...]

77. Aprova-se, destarte, toda a pleiade de modificações da Lei nº 9.427, de 1996, estabelecidas no art. 4º do projeto de lei em comento. Não se vislumbra, em nenhuma das proposições ali contidas, violação da hierarquia normativa, restando também resguardada a sistematicidade dos novos marcos normativos que se quer ver estabelecidos com a ordem constitucional a repercutir sobre o tema de fundo.

f) Artigo 5º. Alterações da Lei nº 9.991, de 2000. Diretrizes para a utilização de recursos de pesquisa e desenvolvimento.

78. O art. 5º repercute, como facilmente se vê, sobre a Lei nº 9.991, de 2000, cujo art. 4º, em sendo aprovado o projeto de lei em questão, passará a vigorar com a seguinte redação:

Art. 4º

§ 3º-A As empresas de que tratam os arts. 1º, 2º e 3º poderão aplicar, alternativamente a investimentos em projetos nos termos do inciso II, percentual, de sua opção, dos recursos de que trata o referido inciso, no atendimento de sua obrigação estatutária de aporte de contribuições institucionais para desenvolvimento de projetos de pesquisa e desenvolvimento constante de relação pública divulgada anualmente pelo Ministério de Minas e Energia, não se aplicando, nesta hipótese, o disposto no inciso II do art. 5º.

§ 3º-B Caberá ao Ministério de Minas e Energia publicar anualmente a relação de projetos eleitos para aplicação dos recursos, após consolidação com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, bem como o custo máximo estimado de cada projeto, juntamente com a relação de instituições públicas ou privadas previamente cadastradas pela EPE, via chamamento público, para execução dos mesmos, cabendo às empresas de que tratam os arts. 1º, 2º e 3º, custear diretamente as despesas para a sua realização.

§ 3º-C O Ministério de Minas e Energia poderá definir um percentual mínimo de que trata o inciso II do caput para ser aplicado:

I – na contratação prevista pelo § 5º-C e 5º-E do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

II - na contratação dos estudos:

a) para elaboração dos planos de que tratam o § 10 do art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o § 1º-D do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

b) de que trata o inciso I do § 5º-E do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; e

c) destinados a subsidiar a implantação da contratação de lastro, de que tratam o art. 3º e o art. 3º-C da Lei nº 10.848, de 2004, e os aprimoramentos de que trata o § 6º-A do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004.

79. Pois bem. Trata-se de disposição eminentemente operacional, e que visa a estabelecer diretrizes para a utilização de recursos de pesquisa e desenvolvimento. Sobre o tema, extraiu-se o seguinte excerto da Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE:

3.87. A proposta final prevê a possibilidade de cadastramento de centros de pesquisa pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Esses centros estariam habilitados a receber recursos de P&D, de que trata a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, cobrados nas tarifas dos consumidores. Além disso, a proposta prevê que a licitação dos modelos computacionais e todos os estudos nela previstos para abertura e efficientização do mercado e do preço possam ser custeados também com verbas de P&D por meio de indicação do MME. Ao agir dessa forma, o MME reconhece a necessidade de aprofundamento de diversas questões, com envolvimento da sociedade e da academia na construção e no detalhamento do novo modelo, reforçando a postura de diálogo e de valorização da inteligência coletiva adotada pela gestão atual. Também é previsto que os estudos que deverão ser realizados pelo MME e pela ANEEL possam ser custeados pelos recursos de P&D, de que trata a citada Lei nº 9.991, de 2000.

80. Sem desassombro, cabe ao marco normativo do setor elétrico estabelecer os mecanismos que permitam o adequado custeio dos estudos tendentes a permitir a abertura e efficientização do mercado de energia. Não se vislumbra inconstitucionalidade de nenhuma ordem na proposição aqui analisada. Aprova-se, portanto, a novel redação concebida para o art. 4º da Lei nº 9.991, de 2000, conferindo-lhe maior densidade, mediante inserção dos §§ 3º-A, 3º-B e 3º-C.

g) Artigo 6º. Alterações da Lei nº 10.438, de 2002. Alterações a repercutir sobre a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

81. As alterações a repercutir sobre a Lei nº 10.438, de 2002, dizem respeito ao tratamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, encargo setorial que, como se sabe, possui diversos objetivos, tais como: promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; conceder descontos tarifários

a diversos usuários (Baixa Renda, Rural, Irrigante, etc); custear a geração de energia nos sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); pagar indenizações de concessões; garantir a modicidade tarifária; promover a competitividade do carvão mineral nacional; entre outros.

82. Pretende-se, de início, modificar o § 1º do art. 13, de modo a que ali se preveja todas as fontes de custeio do referido encargo, senão veja-se:

Art. 13.....

.....

§1º Os recursos da CDE serão provenientes:

I - das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição ou cobrado diretamente dos consumidores pela CCEE, conforme regulação da ANEEL;

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

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

IV - dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

V – das quotas anuais pagas por concessionárias de geração de energia elétrica que possuam esta obrigação nos respectivos contratos de concessão de sua titularidade.

83. A disposição idealizada, ao prever ajustes no custeio desse encargo setorial, enfrenta preocupações variadas da pasta setorial proponente, devidamente explicitadas nos itens 3.37 a 3.44 da Nota Técnica nº 14/2017 /AEREG/SE, senão veja-se:

3.37. Considerando o exposto, sugere-se que 1/3 do valor estimado do benefício econômico das outorgas de UHE existentes (na forma do § 19 do art. 4º e do art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995, do art. 2º e 8º -A da Lei nº 12.783, de 2013, dispositivos a serem incluídos nessas leis, nos termos da proposta legislativa apresentada por esta Nota Técnica), seja destinado à CDE. Ao mesmo tempo, sugere-se a revogação da (i) possibilidade de prorrogação da concessão de usinas hidrelétricas na forma do art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013, e (ii) obrigação de destinar ao ambiente de contratação regulada, ainda que parcialmente, a energia elétrica gerada pelas usinas hidrelétricas licitadas na formado art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013.

3.38. As propostas acima corrigem as imperfeições apontadas na Nota Informativa nº 40/2017 /ASSEC e estão em consonância com a visão do TCU, explicitada no Acórdão nº 1.598/2017– PLENÁRIO, de que é necessário equilibrar objetivos fiscais e modicidade tarifária na concessão de serviços públicos. Vale ressaltar que: (i) a destinação de parte do valor estimado das concessões e autorizações de usinas hidrelétricas à CDE contribui para a modicidade tarifária na medida em que reduz um encargo presente nas tarifas de energia elétrica e é aderente ao modelo proposto para adesestatização da Eletrobras; e (ii) a CDE custeia diversas políticas públicas que não têm relação direta com o setor elétrico, tais como subsídios para reduzir o custo da energia elétrica para irrigantes, produtores rurais, população de baixa renda e empresas de saneamento.

3.39. É importante destacar que utilizar a tarifa de energia elétrica para custear políticas públicas de subsídios que não visam objetivos relacionados ao setor elétrico provoca distorções no custo da energia elétrica. As distorções são de ordem distributiva (casos em que há transferência de renda de agentes com menor poder aquisitivo para outros de maior poder aquisitivo), produtivas (redução da produtividade das indústrias, principalmente aquelas intensivas em energia elétrica) e alocativas (por exemplo, migração de consumidores para a autoprodução apenas para evitar pagamento de encargos).

3.40. As distorções distributivas agravam as injustiças sociais ainda existentes no nosso País. O fato de a Lei nº 10.438, de 2002, prever que os beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) não paguem cota de CDE apenas mitiga a distorção distributiva presente no custeio de subsídio pelas tarifas de energia elétrica. Isso porque essa previsão não evita que pequenos comerciantes paguem mais caro pela energia elétrica para que, por exemplo,

shopping centers de luxo compre energia elétrica subsidiada de fontes alternativas de geração. Também não evita que a população que, por pouco, não se enquadra nos critérios da TSEE também subsidie, por exemplo, grandes empresas agrícolas.

3.41. As distorções produtivas comprometem a geração de emprego e renda no Brasil. Indústrias que utilizam energia elétrica de forma intensiva, ao arcarem com os subsídios, tornam-se menos competitivas frente a seus concorrentes externos. Isso facilita a importação ou dificulta a exportação de produtos brasileiros. O resultado é que menos empregos são gerados no Brasil. É fato que essas indústrias podem investir na autoprodução para não pagarem encargos e, logo, os subsídios. Contudo, a migração para a autoprodução apenas para fugir do pagamento de encargos, além de reduzir os recursos que a indústria tem disponível para investir na expansão de sua produção, não é saudável pelos motivos a seguir expostos.

3.42. As distorções alocativas se referem a situações em que o preço de um produto é artificialmente formado no mercado e, em virtude disso, induz a comportamentos indesejáveis dos consumidores. Um comportamento indesejável pode ser consumir mais ou menos desse produto. Outro comportamento indesejável é, por exemplo, a migração para a autoprodução de agentes que não tem perfil de produtor. A autoprodução, um movimento de verticalização, é uma opção exercida por vários consumidores que buscam ter maior controle do custo da energia elétrica, tendo em vista o caráter estratégico desse insumo. É uma forma reduzir custos de transação da empresa.

3.43. Contudo, quando um consumidor se torna produtor apenas para evitar o pagamento de encargos e subsídios, tem-se um movimento indesejável. Isso porque a migração não ocorreu pelos motivos que normalmente motivariam esse movimento. O resultado é maior custo de transação para a economia, na forma de riscos, incertezas e gestão de processos por agentes que não tem perfil para realizá-la. Ou seja, trata-se de uma situação que também prejudica a produtividade das empresas e da economia brasileira.

3.44. Nesse contexto, a proposta de alocar parte das receitas das outorgas de usinas hidrelétricas na CDE, ao propiciar a modicidade tarifária, preocupação do TCU, é uma forma de combater as distorções apontadas.

84. Nota-se, assim, que se está a realizar verdadeiro aprimoramento do § 1º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, em previsão que se mostra absolutamente hígida e que tem o intento de ampliar as fontes de custeio da CDE, corrigindo as distorções assinaladas na Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE. Nesse sentido, é devidamente aprovada por esta Consultoria Jurídica.

85. E o mesmo se dá em relação à pretendida inserção do art. 13-A no diploma normativo em análise, que prevê possíveis condicionantes para o usufruto do desconto previsto no inciso VII do art. 13 da mesma lei. Vê-se, em tal proposição, também o intento de corrigir as distorções enfrentadas pela Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, sendo perfeitamente hígdas e regulares as exigências ali concebidas.

h) Artigo 7º. Alterações da Lei nº 10.848, de 2004. Modernização do mercado regulado.

86. Algumas das alterações concebidas para a Lei nº 10.848, de 2004, decorrem de aspectos aqui já enfrentados, interrelacionando-se justamente com a nova modelagem de ampliação do mercado livre e de modernização do mercado regulado, concepções basilares do projeto de lei em análise.

87. Assim se dá, por exemplo, com a previsão, no pretendido § 5º-A do art. 1º, de definição de preços em intervalos de tempo horários ou inferiores, aspecto já ligeiramente referido alhures, quando da análise das mudanças concebidas para a Lei nº 9.074, de 1995.

88. Não obstante, alguns temas são objeto de maior destaque nas mudanças cogitadas para a Lei nº 10.848, de 2004. Opta-se por não se trancerver, no presente capítulo, o novel texto idealizado para diversos dispositivos do diploma em questão, já que são muitas as alterações nele concebidas. Contudo, é mister registrar que todas elas estão devidamente justificadas na Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, como abaixo se vê:

REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

3.53. Em relação às medidas de acoplamento entre operação e formação de preço, foi mantida a data para implantação de preço em intervalos horários ou menores, com redação aprimorada. Houve recuo na proposta de caracterização de eventualidade ao mecanismo de realocação de energia.

3.54. Foi estabelecida a obrigatoriedade de licitação para compra de modelos computacionais em substituição à abertura compulsória dos códigos-fonte modelos atuais, que iria de encontro ao direito de propriedade intelectual, configurando ato exorbitante e excessivamente intervencionista, em contrariedade aos princípios de atuação deste Ministério. Nesse sentido, a licitação dos modelos permite que a especificação de compra exija a publicidade da documentação e dos algoritmos, tornando o ato de abertura voluntário para os agentes que desejarem participar do certame podendo ser um fator positivo no certame. A licitação tem que se dar em até 360 dias após a publicação da Lei e a implementação do modelo vencedor ocorrerá seguindo ritos existentes.

3.55. Também é preciso esclarecer que a abertura de códigos é menos relevante do que a abertura dos algoritmos. Os algoritmos bem especificados são suficientes para que se dê transparência e previsibilidade à aplicação das regras, uma vez que a correta especificação permite a simulação de resultados em sistemas independentes. Dessa forma, os modelos de formação de preço ficariam mais próximos das demais regras de comercialização, que são documentadas e esquematizadas em linhas públicas de comando, descrevendo o algoritmo das regras, e implementadas em sistemas computacionais com código próprio, sem necessidade de esse código ser aberto.

3.56. Foi mantida a previsão de oferta de preços para a operação e formação de preços de curto prazo com atenção a práticas anti-competitivas e mecanismos de monitoramento de mercado e foi estabelecido um calendário mínimo a ser observado para que se implante essa modalidade de formação de preços. A proposta prevê: realização de estudos sobre a oferta de preço a serem concluídos até 30 de junho de 2020; período de testes não inferior a um ano antes da aplicação, o que permite uma simulação sombra com os modelos computacionais; e aplicação apenas a partir de 1º de janeiro de 2022. Esses prazos visam a assegurar a previsibilidade na formação de preços em um horizonte de pelo menos 4 anos.

3.57. A despeito de algumas contribuições abordarem a questão do aumento de custos associados ao robustecimento das garantias, entendeu-se relevante manter a proposta original e até ampliar suas possibilidades de regulação. Assim, não apenas foi mantida a diretriz de chamado de recursos para fechamento de posições deficitárias, como foi incluída a possibilidade de aporte prévio de recursos para efetivação do registro de contratos, o que também foi objeto de contribuições recebidas. Reafirmando a posição deste Ministério desde a CP 21, é importante que a expansão do mercado livre se dê de forma sustentável, o que só é obtido com transparência nas operações e redução de riscos financeiros sistêmicos ou de contágio entre os agentes. Nesse sentido, é importante dotar a regulação de ferramentas que inibam comportamentos excessivamente arriscados, como contratação de operações muito superiores ao porte dos agentes ou assunção de riscos desproporcionais à capacidade de honrar obrigações. Esses expedientes são comuns em qualquer mercado financeiro ou bursátil que pretenda ser saudável e sustentável. O item se relaciona com os estudos da ANEEL junto aos reguladores do Sistema de Pagamentos Brasileiro.

3.58. Em relação às contribuições que solicitaram que o prazo de liquidação das operações fosse reduzido, entende-se que essa medida é salutar para redução de custos financeiros, mas não é pré-condição para que se aprimorem as garantias. A redução dos prazos de liquidação já possui estudos avançados entre CCEE e ANEEL e é natural que essa redução de prazos acompanhe ou até antecipe os movimentos de robustecimento do mercado livre sem a necessidade de reforço legislativo.

POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

3.59. A proposta final é mais assertiva em relação à separação de lastro e energia, considerando a intensidade esperada para a migração de consumidores ao mercado livre a partir do requisito de 1000 kW. Com essa orientação, a proposta prevê que o Poder Concedente estabeleça até 30 de junho de 2020 o regulamento para a contratação de lastro, o que permite que o processo para a contratação de lastro ocorra já em 2021.

3.60. Além da preocupação com a abertura do mercado, esse prazo de 2021 é concatenado à regra de apuração do encargo de lastro, a qual deverá prever que contratos firmados até 31 de dezembro de 2020 abaterão, ao longo de sua vigência, a base de cálculo para apuração do pagamento por cada consumidor. Isso estabelece um horizonte claro para as decisões de contratação e definição de preços para as negociações de energia no mercado livre. A data também se concatena com a definição de um mercado para valoração de atributos ambientais, conforme será visto na seção a respeito dos subsídios às fontes incentivadas.

3.61. Outro avanço nesse tema foi a retirada da Lei da lista de atributos de projetos de geração que a serem valorados na contratação do lastro, remetendo o tema à regulação infra-legal, acompanhada: da definição técnica de lastro, como provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica, envolvendo empreendimentos novos e existentes; e da explicitação das formas de contratação de empreendimentos novos, que pode ser por segmentação de fontes ou por valoração explícita de atributos, modalidade esta que admite soluções híbridas, inclusive armazenamento de energia. A lista de atributos era exemplificativa, mas muitos agentes entenderam como exaustiva e outros propuseram a ampliação da lista com vários itens que escapam aos objetivos técnicos e econômicos manifestados nos princípios de atuação deste Ministério no setor elétrico.

3.62. Também foi colocado dispositivo que prevê que, a partir da implantação da separação de lastro e energia, o Poder Concedente poderá contratar a energia no mercado regulado sem diferenciar empreendimentos novos e existentes e com livre definição da data de início de suprimento, em linha com a homogeneização do produto energia discutida desde a CP 21 e reforçada em diversas contribuições recebidas na CP 33.

3.63. Foram mantidas a vedação à contratação de energia de reserva a partir da implantação do modelo de lastro e as principais diretrizes para contratação neste modelo, com alguns aprimoramentos de redação.

SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE

3.64. A proposta de classificação da migração de consumidores como hipótese de sobrecontratação involuntária das distribuidoras a ser paga via encargo foi mantida. Todavia, foi ressalvada a incidência de encargo apenas para a sobra oriunda da migração que se encontre acima da faixa de tolerância para repasse tarifário.

3.65. Além disso, a exemplo do que foi definido para o encargo de lastro, a proposta prevê abatimento da obrigação associada ao pagamento do encargo de sobrecontratação na apuração da base de cálculo, que deverá deduzir contratos firmados até 31 de dezembro de 2020 enquanto esses contratos tiverem vigência. Essa é mais uma forma de incentivar a contratação como forma de proteção ao risco, em linha com várias contribuições recebidas que questionaram o repasse desse custo inclusive a consumidores livres que se contrataram no longo prazo.

3.66. Foi mantida ainda a proposta de aprimoramento associada à venda de excedentes pelas distribuidoras em mecanismo centralizado e, para contribuir com o aumento da flexibilidade dessas empresas (que depende também da descotização no processo de desestatização da Eletrobras) foi inserido dispositivo que permite a transferência bilateral de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) entre distribuidoras, com anuência do vendedor. O mecanismo se limita aos CCEAR em função de esses contratos serem oriundos de um processo concorrencial e possuírem cláusulas padronizadas definidas pelo Poder Concedente e pela ANEEL, evitando que a transferência resultem em algum ganho para o gerador, o que poderia ocorrer em caso de contratos bilaterais anteriores a 2004.

3.67. A tendência é que esse mecanismo seja utilizado dentro de um mesmo grupo econômico com diversas distribuidoras, uma vez que permite a gestão integrada de portfólio e custos de compra de energia de modo a otimizar o resultado global em termos de impactos tarifários e custos de sobrecontratação, perdas e inadimplência. Todavia, é possível que ocorram arranjos mutuamente benéficos com terceiros, ainda que, neste caso, o mais provável é que as partes recorram aos mecanismos centralizados. É importante, entretanto, que a ANEEL defina um calendário para essas transferências de contratos, de modo a organizá-las em relação aos cálculos tarifários, razão pela qual foi inserido um dispositivo conferindo essa prerrogativa à Agência.

[...]

RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CONTRATOS REGULADOS

3.75. A proposta final manteve a recuperação dos conceitos de contratos de quantidade e por disponibilidade, destacando que nesta última modalidade os riscos podem ser total ou parcialmente atribuídos aos compradores.

3.76. Importante destacar que se trata aqui da regulação da relação comercial entre gerador ofertante e o mercado regulado, definindo-se em linha gerais como se dá a alocação de riscos nessa relação comercial. Essa relação comercial, ainda que represente um dos aspectos de alocação de risco entre geradores e consumidores, na qualidade de vendedores e compradores, não se sobrepõe a outros dispositivos legais que tenham redistribuído ou redefinido a responsabilidade pela assunção de determinado risco também oriundo de decisões de despacho, por exemplo, retirando a incidência desse risco dos geradores (entendido como categoria de agente, e não apenas vendedor) e repassando o risco aos consumidores via encargo, portanto, fora de eventual relação comercial estabelecida entre essas categorias.

3.77. Dessa forma, expandir a definição da alocação de risco nas modalidades contratuais para além do risco hidrológico não significa, do ponto de vista sistêmico, que qualquer decisão de despacho será paga ou terá efeito econômico no gerador. O gerador poderá fazer jus, de acordo com a legislação, a outras compensações pagas, por exemplo, via encargo pelo conjunto de consumidores, por fora do veículo contratual e bilateral firmado com um consumidor específico.

3.78. Também é importante esclarecer outro ponto, desta vez com foco na geração hidrelétrica. O fato de um risco não ser hidrológico não significa que ele não seja de responsabilidade do gerador ou que não faça sentido compartilhá-lo em condomínio com os demais geradores. O risco de novos entrantes ou de contestação do preço, por exemplo, é um risco típico de qualquer negócio, pois afeta quantidade e preço do produto ofertado pela ampliação da concorrência (a oferta de preços por consumidores, por exemplo). O risco de alterações ou inovações tecnológicas ou o risco de alterações de preferências dos consumidores (que no caso do setor elétrico é a alteração de matriz) também é um risco típico a que se sujeitam os vendedores de qualquer mercadoria. De modo semelhante, o risco de flutuação da demanda é típico do negócio. A hidrologia é apenas uma das dimensões do risco da atividade de geração hidrelétrica, específica dessa atividade, e à qual se somam outras dimensões, também capazes de afetar as quantidades vendidas e os preços de venda ou de exposição. Essa soma representa a configuração do integral risco do negócio de produção independente de energia, cuja decisão ótima é consubstanciada na gestão de compra e venda, envolvendo quantidades, prazos e preços. De qualquer forma, esse tema está sendo estudado no âmbito do Grupo de Trabalho do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), constituído pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Os comentários aqui realizados decorrem da natureza das contribuições recebidas, que revelou uma compreensão equivocada da intenção da proposta.

3.79. O outro ponto a ser discutido nesta seção é o descomissionamento de térmicas, sobretudo as movidas a combustíveis líquidos. Esse também é um tema com repercussões ambientais positivas, conforme adiantado na seção que tratou dos subsídios às fontes incentivadas. A proposta final estabelece mecanismo concorrencial para descomissionamento de térmicas, sem restrição em relação ao custo variável. O mecanismo permite a desconstrução de térmicas para as quais exista solução alternativa de suprimento no horizonte de planejamento sem comprometimento da segurança do sistema. Caso a desconstrução resulte em exposição financeira, a proposta assegura o repasse tarifário para as distribuidoras, uma vez que se trata de exposição involuntária.

89. Pois bem. Compulsando o texto cogitado para o art. 7º do projeto de lei em análise, subtraída uma ou outra incorreção gramatical ou de pontuação, a ser corrigida em sede de revisão textual, facilmente se percebe que estão ali realizadas as intenções assinaladas no instrumento técnico acima transcrito.

90. Nada do que se prevê no dispositivo em questão é contrário aos marcos constitucionais incidentes sobre a hipótese. Todas as modificações que se quer ver realizadas, além de tecnicamente justificadas à exaustão,

realizam claramente a pretendida modernização do marco legal do setor elétrico, aprimorando as regras de comercialização de energia, escopo da Lei nº 10.848, de 2004, a ser doravante alterada.

91. São perfeitamente viáveis, afinal, as concebidas medidas de acoplamento entre operação e formação de preço. Não há obstáculo, ademais, a que se preveja, em lei, a separação entre lastro e energia, a permitir a futura contratação de lastro, mediante regulamentação própria.

92. As hipóteses de sobrecontratação involuntária já são, hodiernamente, objeto de tratamento legislativo, sendo pertinente que se enfrente, também no campo legal, a sobrecontratação que é esperada em decorrência da migração de consumidores para o mercado livre, espírito do projeto de lei em exame.

93. No mesmo esteio, o tratamento conferido aos contratos regulados, que seguirão sendo por "quantidade" ou "disponibilidade", não desborda dos limites dados ao legislador para o tratamento do tema. Mostra-se juridicamente viável, ademais, o pretendido mecanismo competitivo para desconstrução de geradores térmicos, sendo medida consuetânea com as preocupações ambientais e com o arcabouço normativo do setor, inclusive no que concerne à previsão de repasse tarifário de eventuais exposições financeiras.

94. Aprova-se, assim, a redação concebida para o art. 7º do projeto de lei em exame, ante sua higidez jurídica aqui verificada.

i) Artigo 8º. Alterações da Lei nº 12.783, de 2013. Prorrogação de usinas hidrelétricas até 50 MW e

95. As mudanças a serem empreendidas na Lei nº 12.783, de 2013, já foram objeto de enfrentamento no presente opinativo.

96. Perpassam, como facilmente se vê, pelo ajuste do art. 2º do referido diploma, para que mantenha sistematicidade com a nova redação pretendida para a Lei nº 9.074, de 1995, nos termos registrados alhures. Veja-se a novel redação pretendida:

Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 5 MW (cinco megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts) e que não foram prorrogadas nos termos daquele artigo, poderão, a critério do poder concedente, ser prorrogadas e terem o regime de outorga convertido para autorização, nos termos dos §14 a §18 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

97. Tenciona-se alterar, outrossim, a redação do art. 8º-A do referido diploma, na mesma esteira das alterações que incidiram sobre o art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995 e sobre a Lei nº 10.438, de 2002, consoante razões já assinaladas no presente opinativo. Veja-se a redação idealizada para o dispositivo em questão:

Art. 8º-A As concessões de geração de que trata o art. 1º devem ser licitadas na forma deste artigo.

§1º São condições para a outorga de concessão na forma deste artigo:

I – o pagamento de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a, no mínimo, 1/3 (um terço) do valor estimado da concessão;

II – o pagamento de bonificação pela outorga correspondente a, no máximo, 2/3 (dois terços) do valor estimado da concessão; e

III – alteração do regime de exploração para produção independente, nos termos da Lei nº 9.074, de 1995, inclusive, quanto às condições de extinção das outorgas e de encampação das instalações e da indenização porventura devida.

98. Trata-se, mais uma vez, do esforço de descotização, aliado à destinação de recursos à CDE, a bem da modificade tarifária. Tal aspecto, já enfrentado no presente parecer jurídico, está também sobejamente contemplado na

99. Logo, pelas razões aqui já lançadas, aprova-se também a redação pretendida para o art. 8º do projeto de lei em comento, ante sua higidez e constitucionalidade.

j) Artigo 9º. alterações da Lei nº 13.203, de 2015. Desjudicialização do risco hidrológico.

100. O art. 9º do projeto de lei em comento se debruça, por sua vez, sobre outro relevantíssimo tema para o setor elétrico, que é o risco hidrológico. Propõe-se, como ali se vê, a alteração da Lei nº 13.203, de 2015, com vistas a afastar de forma prospectiva e retroativa do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE três elementos, a saber: (i) geração fora da ordem de mérito; (ii) antecipação de garantia física outorgada a projetos estruturantes, quais sejam, as usinas hidrelétricas – UHE de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio; (iii) restrição de escoamento desses empreendimentos estruturantes em função de atraso na transmissão ou entrada em operação de instalações de transmissão em condição técnica insatisfatória.

101. É isso que bem se assinala a Nota Técnica nº 1/2018/AEREG/SE, que reafirma argumentos constantes das das Notas Técnicas que instruíram a proposta de aprimoramento legislativo que deu ensejo à edição da Medida Provisória nº 814/2017. Com efeito, não obstante essa questão não tenha sido incluída na versão final da referida Medida Provisória, percebe-se que constou da proposta apresentada ao Exmo. Sr. Presidente da República por parte do Ministério de Minas e Energia, perlas razões devidamente reproduzidas na Nota Técnica nº 1/2018/AEREG/SE, extraídas de expedientes precedentes.

102. Pois bem. Quando da remessa da proposta de Medida Provisória sobre o tema à Presidência da República, deu-se, no âmbito desta Consultoria Jurídica, a elaboração do Parecer nº 00676/2017/CONJUR-MME/CGU/AGU, da lavra da Exma. Sra. Consultora Jurídica Renata Beckert Isfer, que assim se manifestou quanto à proposição em questão:

Da desjudicialização do risco hidrológico

Um dos principais problemas que afeta o setor elétrico atualmente é o crescente número de demandas judiciais que contestam suas regras. Trata-se da chamada “judicialização” do sistema, cujas consequências são sentidas e discutidas tanto dentro do governo como entre os agentes de mercado. Dentre as principais ações judiciais que contribuem para esse fenômeno, a que atualmente tem mais causado dano é a que tem por objeto o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e o Generation Scaling Factor – GSF. Explicamos.

Em primeiro lugar, deve-se saber que o universo fático de produção de energia e o mundo dos contratos de geração, distribuição, comercialização e transmissão de energia não são coincidentes. O despacho energético é centralizado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, que determina quais usinas devem produzir energia elétrica e a quantidade a ser produzida em cada uma delas, a cada momento. Já os contratos celebrados no ambiente regulado são registrados e liquidados no ambiente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Nesse sentido, a existência de um contrato de compra e venda de energia não conduz à efetiva produção de energia pelo gerador contratante e nem ao recebimento físico pelo comprador da energia por ele gerada. Na verdade, o que se garante pelos contratos é que o adquirente receberá a quantidade de energia contratada e que o gerador, na liquidação, estará vinculado a esse contrato. Já no mundo fático, o despacho centralizado é realizado com base em parâmetros técnicos das usinas e pela minimização do custo esperado da operação, por meio da utilização de modelos computacionais de otimização, cabendo ao ONS promover o equilíbrio entre a oferta e a demanda.

A consequência disso é que diversas usinas que poderiam estar produzindo toda a energia contratada, muitas vezes não o fazem por determinação do ONS, enquanto outras usinas produzem mais energia do que contrataram. Para que essa situação não significasse em prejuízos e vantagens indevidas, criou-se uma espécie de condomínio, no qual os ônus e vantagens decorrentes das variações de condições hidrológicas são rateados por todas os geradores hídricos, sendo irrelevante quem efetivamente gerou a energia. Esse condomínio é

o chamado MRE, criado pela Medida Provisória 1.531/1998 e pelo Decreto n. 2.655/1998.

Isso implica que na ocorrência de período do hidrológico favorável, os integrantes do MRE tem a oportunidade de produzir mais energia do que o contratado e de vender a diferença no Mercado de Curto Prazo – MCP. O lucro advindo dessa operação é rateado de forma proporcional à garantia física de cada uma das usinas participantes desse sistema. Na hipótese de ausência de chuvas, o sistema interligado como um todo, via de regra, não consegue produzir energia suficiente para cumprir todos os contratos vigentes. Em decorrência disso, os geradores hidrelétricos precisam comprar energia no MCP para adimplemento de seus contratos, a um custo geralmente muito elevado. Esse valor é conhecido como GSF e também é rateado entre todos os agentes de forma proporcional à sua garantia física.

Desde 2014, vivemos uma realidade de baixa hidrologia, fato que acaba por aumentar o custo do GSF para as geradoras hidrelétricas, tanto pela contratação de energia de outras fontes, quanto pela necessidade de despacho fora da ordem de mérito a fim de garantir a segurança energética. Por conseguinte, diversos integrantes do MRE ajuizaram ações buscando o não pagamento do GSF ou então a sua limitação a 5% (cinco por cento) da garantia física. Essas ações são conhecidas como o Bloco 1 do GSF. O Poder Judiciário concedeu diversas liminares que impactaram todos os demais membros do MRE, já que, como anteriormente explicado, ele funciona como um condomínio e os custos são repassados aos demais condôminos.

O oneração dos demais agentes, decorrente das liminares do Bloco 1, teve como consequência um segundo bloco de ações, nas quais os autores reconhecem como seu o risco hidrológico, mas buscam não serem afetados pelo inadimplemento autorizado nas antecipações de tutela concedidas pelo Poder Judiciário a outros agentes. As liminares concedidas nas ações do Bloco 2, somadas à do primeiro bloco, culminaram na impossibilidade de pagamento integral aos geradores que foram chamados a suprir a energia que não estava sendo produzida pelas usinas hidrelétricas. Diante disso, nasceu o 3º bloco do GSF, conhecido como “loss sharing”. por meio do qual os geradores de outras fontes de energia, como biomassa, eólica e fotovoltaica, recorrem ao Judiciário para ter prioridade no recebimento dos valores efetivamente pagos pelos integrantes do MRE, a despeito das liminares.

Salta aos olhos o prejuízo para o setor elétrico gerado por essas decisões judiciais, que culminam na distorção do sinal de preços e na ineficiência econômica do mercado de curto prazo. A inadimplência no MCP está próxima de 100% para as empresas sem liminares, conforme esclarece a Nota Técnica n.º 05/2017/AEREG/SE, que deu origem à Consulta Pública n.º 33/2017, motivo pelo qual os agentes deixam de buscar a negociação nesse mercado, o que implica em aumento do preço da energia. O cenário vivido atualmente é tão preocupante que a Empresa de Pesquisa Energética – EPE elaborou a Nota Técnica PR 002/2017, em que analisa as liminares que paralisam o mercado de energia elétrica e seus impactos no planejamento energético. Transcrevemos:

Esta perspectiva pode acarretar na completa e efetiva paralização do MCP, com impactos diretos na perspectiva do sistema de assegurar recursos necessários para a garantia de suprimento energético com economicidade. Por exemplo, dada a situação de escassez, poderiam ocorrer o aumento de eficiência de usinas de geração termelétrica, ou oferta termelétrica adicional e mesmo a participação do consumidor como um “recurso” ao sistema, mas estes recursos não se materializarão pela falta de “credibilidade” do mercado. Um exemplo concreto digno de menção é o de usinas termelétricas a biomassa, notadamente aquela que utiliza subprodutos da cana-de-açúcar como combustível, que tem participação relevante na matriz elétrica brasileira. Há evidências de que o sinal econômico do preço do MCP pode, corretamente, servir como indutor para o incremento da produção de energia elétrica desta tecnologia, o que seria muito importante pela ótica do planejamento energético e da segurança de suprimento. No entanto, a paralisia do MCP não permitiria ao gerador receber os fluxos monetários devidos e, assim, dito aumento de oferta não se realizará.

Nesse cenário, o Ministério de Minas e Energia incluiu na Consulta Pública n.º 33/2017 uma possível solução para a desjudicialização do risco hidrológico. Colhidas as manifestações de todos os interessados, complementou-se a proposta, que foi consolidada pela Secretaria Executiva no presente projeto de medida provisória.

Como se extrai da minuta de projeto de alteração legislativa que ora se analisa, as despesas

decorrentes do despacho fora da ordem de mérito - GFOM, da antecipação da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos estruturantes de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio e da restrição de escoamento desses empreendimentos em função do atraso na transmissão ou da entrada em operação de instalação de transmissão em condição técnica insatisfatória não serão mais arcadas pelos integrantes do MRE. Os agentes serão compensados por meio da extensão do prazo de outorga e poderão retorar os custos, desde que não exista discussão judicial sobre o tema.

Assim, mantém-se no Mecanismo de Realocação de Energia apenas os custos inerentes à sua natureza, que decorrem exclusivamente do risco hidrológico, que deve ser suportado pelos próprios geradores em caso de secas prolongadas.

A minuta trazida não possui qualquer vício de inconstitucionalidade, tratando-se apenas de uma opção regulatória de realocação de custos entre os agentes do sistema, de forma que não há qualquer óbice jurídico à sua aprovação.

103. Pelas mesmas razões assinaladas no referido opinativo, portanto, que passam a compor o presente parecer jurídico para todos os fins, assevera-se a regularidade e constitucionalidade da redação idealizada para o art. 9º do projeto de lei em comento. Trata-se, afinal, da reprodução do que já se sugeriu em momento antecedente, só que agora em sede de projeto de lei, e não em proposta de Medida Provisória.

k) Artigo. 10. Revogações expressas. Regularidade.

104. Por fim, a minuta analisada se ocupa, em seu art. 10, da revogação expressa de diversos dispositivos legais, a saber: o § 2º-A e o § 5º do art. 15 e o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995; o inciso III do art. 2º-A da Lei 9.478, de 1997; o art. 7º da Lei nº 9.648, de 1998; o § 10 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002; o art. 26 da Lei 11.488, de 2007; os §1º, §1º-A, §1º-B, §2º, §3º, §5º e §6º do art. 2º, os §3º, §8º e §9º do art. 8º e § 4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 2013; e o § 7º-B do art. 2º da Lei nº 10.848, de 2004.

105. Trata-se, como bem se vê, de revogação expressa, na forma do art. 2º, § 1º do Decreto-Lei nº 4.657, de 1942 (Lei de Introdução às normas do Direito Brasileiro), e que se fez necessária em face das razões assinaladas nas Notas Técnicas nº 14/2017/AEREG/SE; nº 1/2018/AEREG/SE e nº 1/2018/SE.

106. As razões são robustas. As revogações são juridicamente viáveis e conferirão sistematicidade ao arcabouço normativo a incidir sobre a matéria. Manifesta-se, assim, anuência jurídica também com a redação idealizada para o art. 10 do projeto de lei em comento.

l) Conclusão

107. Acresça-se, em arremate, a regularidade formal da minuta analisada, que cumpre com fidelidade o que se determina no ainda vigente Decreto nº 4.176, de 2002, que estabelece "*normas e diretrizes para a elaboração, a redação, a alteração, a consolidação e o encaminhamento ao Presidente da República de projetos de atos normativos de competência dos órgãos do Poder Executivo Federal*" (dada a *vacatio legis* estabelecida no art. 60 do Decreto nº 9.191, de 2017, que sucederá a norma infra-legal em questão).

108. Pois bem. Consoante já assinalado alhures, o exame desta Consultoria Jurídica é realizado nos termos do art. 131 da Constituição Federal, do artigo 11 da Lei Complementar nº 73/1993 e do inciso I do art. 10 do Anexo I do Decreto nº 8.871/2016, subtraindo-se do seu âmbito de atuação análises que importem em considerações de ordem técnica, financeira ou orçamentária.

109. Logo, a análise jurídica que aqui se realizou se limitou à verificação da juridicidade das proposições legislativas aqui tratadas, mormente no que concerne à sua compatibilidade vertical e sistemática com o ordenamento jurídico brasileiro.

110. Concluiu-se, nesse cenário, sem se imiscuir em juízos de conveniência e oportunidade quanto à propositura de lei em questão, que o projeto analisado pode perfeitamente ser levado ao Congresso Nacional pela

Presidência da República, no exercício da competência que se lhe é determinada pelo art. 61 da Constituição Federal.

111. Ressalte-se, por derradeiro, que o formato utilizado para remessa da "minuta de projeto de lei" à Presidência - "exposição de motivos" - guarda consonância com o Manual de Redação da Presidência da República, segundo o qual serve este tipo de expediente para "*submeter [à] consideração [do Presidente] projeto de ato normativo*", sendo ordinariamente subscrito pelos Ministros de Estado.

112. Quanto ao conteúdo da "minuta de exposição de motivos", não se vislumbrou nenhum defeito nas razões ali estampadas, que bem elucidam a matéria em discussão.

113. Eventuais correções redacionais, desprovidas de caráter meritório, poderão ser providenciadas pela estrutura de apoio desta Consultoria Jurídica, com qualidade de revisão textual que lhe é peculiar.

114. Sugere-se, assim, o encaminhamento dos autos à Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia, para prosseguimento.

À consideração superior.

Brasília, 02 de fevereiro de 2018.

(assinado eletronicamente)

PEDRO HENRIQUE PEIXOTO LEAL

Procurador Federal

Coordenador-Geral de Assuntos de Energia

Atenção, a consulta ao processo eletrônico está disponível em <http://sapiens.agu.gov.br> mediante o fornecimento do Número Único de Protocolo (NUP) 48000001405201667 e da chave de acesso d6d41e68

Documento assinado eletronicamente por PEDRO HENRIQUE PEIXOTO LEAL, de acordo com os normativos legais aplicáveis. A conferência da autenticidade do documento está disponível com o código 106612731 no endereço eletrônico <http://sapiens.agu.gov.br>. Informações adicionais: Signatário (a): PEDRO HENRIQUE PEIXOTO LEAL. Data e Hora: 06-02-2018 12:35. Número de Série: 102887. Emissor: Autoridade Certificadora da Presidencia da Republica v4.



ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO
CONSULTORIA-GERAL DA UNIÃO
CONSULTORIA JURÍDICA JUNTO AO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
COORDENAÇÃO-GERAL DE ASSUNTOS DE ENERGIA
ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS, BLOCO "U", 9º ANDAR, SALA 935, CEP: 70065-900, BRASÍLIA/DF,
FONE: (61) 2032-5252

DESPACHO n. 00141/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU

NUP: 48000.001405/2016-67

INTERESSADOS: SECRETARIA EXECUTIVA-MME

ASSUNTOS: ENERGIA ELÉTRICA

1. Aprovo o Parecer nº 00065/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU.
2. Encaminhe-se, conforme sugerido, à Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia, para prosseguimento.

Brasília, 06 de fevereiro de 2018.

(assinado eletronicamente)

RENATA BECKERT ISFER

Consultora Jurídica

Atenção, a consulta ao processo eletrônico está disponível em <http://sapiens.agu.gov.br> mediante o fornecimento do Número Único de Protocolo (NUP) 48000001405201667 e da chave de acesso d6d41e68

Documento assinado eletronicamente por RENATA BECKERT ISFER, de acordo com os normativos legais aplicáveis. A conferência da autenticidade do documento está disponível com o código 107187997 no endereço eletrônico <http://sapiens.agu.gov.br>. Informações adicionais: Signatário (a): RENATA BECKERT ISFER. Data e Hora: 06-02-2018 15:33. Número de Série: 5425294970281416936. Emissor: AC CAIXA PF v2.
