

CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 042/2020

NOME DA INSTITUIÇÃO: ABEEólica

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Consulta 042/2020 – Regras de Comercialização de Energia Elétrica 2021

EMENTA (Caso exista): Obter subsídios para o aprimoramento dos módulos, da consolidação de resultados, do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, e do Mecanismo de Vendas de Excedentes das Regras de Comercialização de Energia Elétrica.

Prezados(as),

A **Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica**, que congrega mais de 100 empresas da indústria eólica no Brasil e trabalha em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa cadeia no Brasil, vem, respeitosamente, diante desta Agência expor considerações sobre a **Consulta Pública nº 42/2020, a qual tem como objetivo obter subsídios para o aprimoramento dos módulos, da consolidação de resultados, do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit, e do Mecanismo de Vendas de Excedentes das Regras de Comercialização de Energia Elétrica.**

Em nossa contribuição sintetizamos os conteúdos por assunto, tratando do tema da incidência de encargos (EER e ESS) na autoprodução bem como a apuração do consumo líquido, baseado na opinião legal do escritório de advocacia Magalhães, Reis & Zagatto Advogados; de Penalidade de Energia de Reserva e da alteração da regulamentação dos CBRs anteriores ao ano de 2004, conforme segue:

- I. **Autoprodução - Incidência de ESS e EER e apuração do consumo líquido**
- II. **Penalidade de Energia de Reserva**
- III. **Alteração na Regulamentação dos CBRs anteriores à Lei 10.848/2004**

I. Autoprodução - Incidência de ESS e EER e Apuração do Consumo Líquido

A contribuição neste item foi elaborada pela ABEEólica em conjunto com o escritório de advocacia Magalhães, Reis & Zagatto Advogados que opinou sobre a proposta veiculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) na Consulta Pública nº 42/2020 (“CP nº 42/2020”) a respeito da incidência do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) e de Encargos de Serviços do Sistema (“ESS SegE”¹) na parcela de energia elétrica do consumidor integrante de Sociedade de Propósito Específico (“SPE”) detentora de outorga de geração, tendo presente que promove mudança da regra vigente no tocante ao cálculo do consumo líquido do autoprodutor² para fins de aplicação dos citados encargos.

Na CP nº 42/2020, que discute as Regras de Comercialização para 2021, a Agência Reguladora propõe, em síntese, que no cálculo do consumo líquido do APE seja considerada, para fins de abatimento da carga, somente a energia autoconsumida, excluindo-se dessa maneira aquela que foi por ele comercializada, seja no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, ou no Ambiente de Contratação Livre – ACL. Com isso, pretende que seja também desconsiderada, para incidência do ESS e do EER, a energia do APE na SPE, dando a ela tratamento de energia comercializada, ainda que neste caso a venda consista em alocação da energia gerada ao próprio agente.

Justifica a ANEEL tal mudança de tratamento no fato de a Lei nº 11.488, de 15.06.2007 (“Lei nº 11.488/2007”), que equiparou à APE a energia produzida por SPE e alocada ao sócio/acionista consumidor e tratou expressamente da isenção dos encargos Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), Programa de Incentivos de Fontes Alternativas (“PROINFA”) e Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado (“CCC-ISOL”), para a mencionada parcela de energia, sem prever o mesmo enquadramento para efeito de ESS SegE e EER.

¹ No caso trata-se do ESS por Razão de Segurança Energética – ESS SegE.

² O consumidor que investe na obtenção da outorga de geração diretamente ou por meio de sociedade propósito específico para fins de consumo próprio será referido na presente como APE.

a. Ausência de Análise de Impacto Regulatório (AIR) na CP 42/2020 sobre a incidência de ESS e EER na Autoprodução

Antes da avaliação da proposta apresentada pela ANEEL, preliminarmente cabe destacar a ausência de divulgação na CP nº 42/2020 da correspondente Análise de Impacto Regulatório – AIR acerca da mudança pretendida.

Na abertura da segunda fase da CP nº 42/2020, afirma-se que os temas em discussão prescindiriam de AIR, nos termos do art. 6º do Anexo da Resolução Normativa nº 798, de 12.12.2017 (“REN 798/2017”), “dado que são voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior ou em outras Resoluções Normativas e decisões da ANEEL que não permitem diferentes alternativas regulatórias”³.

Isso, contudo, não se aplica à proposta em análise, na qual se pretende alterar o tratamento dado à energia decorrente de geração própria, impondo aos agentes dessa categoria custos adicionais, decorrentes da cobrança (indevida) do ESS SegE e do EER. Não há como dizer que inexistente alternativa regulatória à proposta veiculada na CP nº 42/2020 quando se tem tratamento distinto que vigora por mais de uma década, desde 2006 como reconheceu o próprio regulador quando da aprovação das Regras de Comercialização vigentes para o ano 2020⁴.

A Lei nº 13.848, de 25.06.2019, a chamada Lei das Agências Reguladoras, estabelece em seu art. 6º que a adoção e propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão precedidas da realização de AIR, “que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo”. No mesmo sentido prevê o Decreto nº 10.411, de 30.06.2020, que regulamentou a Lei das

³ “12. Os temas abordados na 2ª Fase da Consulta Pública têm justificativa para não elaboração de Análise de Impacto Regulatório, conforme parágrafo único do art. 6º do Anexo à Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017, dado que são voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior ou em outras Resoluções Normativas e decisões da ANEEL que não permitem diferentes alternativas regulatórias.” (2ª Fase – período de contribuição entre 03.09.2020 e 19.10.2020. Voto do Diretor Júlio Ferraz, de 01.09.2020).

⁴ “91. Diante do exposto na Nota Técnica nº 2/2020-SRM-SRG/ANEEL e tendo em vista que: (i) as Regras de Comercialização, desde 2006, apesar de não haver previsão legal, tratam consumidores com participação em outras empresas geradoras como autoprodutores; e que (ii) a sazonalização da geração (lastro e MRE) e de contratos é realizada antes do início de cada ano, já tendo ocorrido para o ano de 2020, entendo adequado endereçar o assunto da seguinte maneira:” (Voto Conductor da REN 869/2020 – Aprovação das Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL).

Agências⁵, e a NOA nº 40, aprovada pela REN 798/2017, que trata da AIR no âmbito dessa Agência⁶.

Cabe ressaltar que a análise contida na Nota Técnica nº 100/2020–SRM-SRG-SEL/ANEEL, que instrui a presente Consulta Pública, não afasta a necessidade da AIR, já que não contempla os requisitos mínimos que devem dela constar na forma do art. 4º da NOA. Nesse sentido, note-se que nem a referida Nota Técnica e nem mesmo a Nota Técnica nº 2/2020–SRM-SRG/ANEEL, constante da AP 33/2019 e da CP 34/2019, que trouxe um maior detalhamento a respeito do tema, apresentaram uma avaliação quanto aos possíveis efeitos da mudança normativa proposta⁷.

Aliás, a necessidade da análise dos efeitos de uma nova regulação foi destacada pela Agência como um dos principais elementos da AIR, conforme se verifica do Voto de abertura da AP 44/2017, instaurada para aprimoramento da NOA 40, e que deu origem à REN 798/2017:

*“14. Conforme apresentado pelo Banco Mundial, a regulação só é uma alternativa para maximizar o bem-estar social quando ela é efetiva, eficiente e transparente. Contudo, o impacto positivo ou negativo de regulamentos nem sempre é evidente, especialmente quando se considera os efeitos no médio e longo prazos. Assim, decisões sobre a edição ou revisão de normas, frequentemente, são tomadas com base em informações limitadas ou sob determinado grau de viés. **Por esse motivo, uma análise sistematizada é necessária para identificar e ponderar mais precisamente os efeitos da regulação. Somente dessa forma, pode-se avaliar, com maior confiança, que os efeitos positivos esperados de uma ação regulatória superam os eventuais efeitos negativos.**” (destacamos)*

Na mesma linha, é o entendimento de Marçal Justen Filho ao argumentar que *“muito embora a competência regulatória compreenda atividades de cunho vinculado e adoção de escolhas discricionárias, isso não significa que o Estado possua autonomia para produzir uma regulação desvinculada da realidade fática ou do conhecimento técnico. Logo, a validade da*

⁵ “Art. 3º A edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional será precedida de AIR.”

⁶ “Art. 1º Esta Norma dispõe sobre a obrigatoriedade de se fazer Análise de Impacto Regulatório (AIR) previamente à expedição de ato normativo pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.”

⁷ “Art. 4º A AIR deverá ser apresentada em forma de relatório específico – Relatório de AIR, e conterá, no mínimo, informações relativas aos seguintes aspectos: (...) VIII – exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas;”

regulação depende da “observância de um procedimento adequado a identificar os problemas, a avaliar as consequências das soluções cabíveis, a permitir a ampla discussão das propostas e a demonstrar que a escolha adotada é a mais satisfatória”⁸.

Da mesma forma, a proposta de alteração normativa veiculada na CP nº 42/2020 não se enquadra em qualquer das hipóteses de dispensa ou de não aplicação da AIR previstas no art. 6º da NOA⁹ e no art. 4º do Decreto nº 10.411/2020. Ao contrário, em se tratando de ato normativo caráter geral e que impõe nova obrigação que implica em aumento de custos para os agentes afetados, modificando o status quo vigente há mais uma década, a AIR além de obrigatória é necessária.

Impõe-se, portanto, a suspensão da avaliação deste aspecto específico na CP 42/2020 – alteração do cálculo do consumo líquido do APE – até que seja apresentada a correspondente AIR.

b. Ausência de Demonstração do Alegado Interesse Público

Outro ponto a ser destacado ainda preliminarmente se refere ao alegado interesse público envolvido na mudança de tratamento proposta na CP nº 42/2020.

Chamada a se manifestar sobre a existência de impedimento na mudança de tratamento da energia alocada no caso da energia alocada a sócio de SPE – usualmente referida como APE por Equiparação – a Procuradoria Federal, por meio do Parecer nº 00234/2020/PFANEEL/PGF/AGU, expressou seu entendimento de que o assunto estaria inserido na discricionariedade técnica da ANEEL, “que deve aprimorar a regulação da matéria a fim de melhor atender ao interesse público” que, segundo ela, neste caso, estaria relacionado “à busca pela melhor alocação dos custos associados a ESS e EER”.

⁸ JUSTEN FILHO, Marçal. Curso de direito administrativo., p. 569-570, 11. ed. rev. atual. e ampl. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2015.

⁹ “Art. 6º O disposto nesta Norma é dispensável para atos normativos: I – de natureza administrativa; II – voltados à correção de erro material; III – que visam consolidar outros atos normativos, desde que não haja alteração de mérito; e IV – voltados a adequações de texto e referências, desde que não haja alteração de mérito. Parágrafo único. Para atos normativos de evidente baixo impacto, atos normativos voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior que não permitam diferentes alternativas regulatórias ou em casos de urgência, a AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria.”

Ocorre que o interesse público não pode ser apenas alegado, mas deve ser comprovado e demonstrado concretamente, o que não ocorreu no presente caso. Odete Medauar observa¹⁰:

“A expressão interesse público pode ser associada a bem de toda a coletividade, à percepção geral das exigências da vida na sociedade. Esse princípio vem apresentado tradicionalmente como o fundamento de vários institutos e normas do direito administrativo e, também, de prerrogativas e decisões, por vezes arbitrárias, da Administração Pública. Mas vem sendo matizado pela ideia de que à Administração cabe realizar a ponderação dos interesses presentes numa determinada circunstância, para que não ocorra sacrifício a priori de nenhum interesse; o objetivo desta função está na busca de compatibilidade ou conciliação dos interesses, com a minimização dos sacrifícios”.

No caso, a própria ausência de AIR prejudica a identificação do interesse público. O material disponibilizado na CP nº 42/2020 simplesmente parte do pressuposto de que a modificação da regra vigente seria mais benéfica ao interesse público ao imputar o pagamento do ESS SegE e do EER ao sócio/acionista da SPE titular da geração que tem a energia alocada para consumo próprio. Todavia, deixa de mensurar todos os benefícios que os investimentos em APE propiciam no setor elétrico brasileiro. Recorde-se que o tratamento que vem sendo praticado ao longo dos anos – e que agora pretende o regulador alterar – sempre teve presente a relevância do papel do consumidor nos investimentos setoriais voltadas à geração própria.

Nestes termos não há como se aferir sequer a motivação para o endereçamento da proposta, que se baseia no suposto “interesse público” e na alegada “discricionariedade técnica” do regulador, o que, todavia, não conferem liberdade para a adoção de medidas.

c. Incidência do EER e ESS Energético sobre Energia Própria– Extrapolação da Natureza Jurídica e Finalidade dos Encargos Setoriais

Propõe a Agência, em síntese, que no cálculo do consumo líquido do APE seja considerada, para fins de abatimento da sua carga, somente a energia autoconsumida, excluindo-se aquela que foi por ele comercializada no ACR e no ACL. A partir disso, pretende que seja

¹⁰ MEDAUAR, Odete. Direito Administrativo Moderno, p. 128-19, 12ª ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2008.

também excluída, para cálculo do ESS SegE e do EER, a energia do APE por Equiparação, dando a ela tratamento de energia comercializada, ainda que neste caso, na realidade, haja o repasse da energia para o próprio agente que é dela titular por meio da sociedade¹¹.

A proposta veiculada na CP nº 42/2020 carece de fundamento porque desconsidera que a energia gerada para fins do consumo próprio, seja a partir de empreendimento de sua titularidade ou por intermédio de SPE da qual faça parte, tem a mesma destinação, qual seja o atendimento a sua carga, restando afastada assim a aplicação tanto do ESS SegE quanto do EER, que não incidem sobre o consumo atendido pela energia autoproduzida, tendo presente a natureza dos dois encargos e, sobretudo, a sua finalidade, e o fato de que a energia produzida pelo APE contribui para a segurança do abastecimento do mercado consumidor.

O EER decorre do art. 3º, §3º e art. 3ºA da Lei 10.848/2004, que previram a contratação de energia de reserva com vistas “a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim”¹². Ou seja, como estímulo à implantação de novas centrais geradoras para aumento da oferta de energia, previu a lei a contratação de energia de reserva a ser custeada por encargo rateado entre todos os usuários do SIN, que são beneficiados pela segurança e confiabilidade de abastecimento por ela proporcionada.

A mesma motivação deu origem ao ESS SegE, previsto na Resolução CNPE nº 08, de 20.12.2007 para fazer frente ao custo adicional decorrente do despacho das usinas termelétricas por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE ou por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco – CAR. Também aqui buscou-se a segurança energética e a confiabilidade do sistema como restou expresso tanto na norma de origem, quanto naquela que a substituiu, a Resolução CNPE nº 03, de 06.03.2013, bem como na própria legislação de regência do mencionado encargo setorial, a Lei nº 10.848, de 15.03.2004, e no Decreto nº 5.163/2004¹³.

¹¹ A nova proposta está refletida no item 45.2.1 e subitens da minuta do caderno Encargos – Versão 2021.1.0 elaborada pela CCEE e divulgada na CP.

¹² Decreto nº 6.353/2008.

¹³ “Art. 3º (...) § 3º O custo adicional do despacho de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional – SIN e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por razão de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.”

O regime de APE consiste na geração de energia elétrica por pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas com consórcio que recebam concessão ou autorização pra produzir energia destinada ao seu uso exclusivo (cf. art. 2º, II e art. 27 do Decreto nº 2.003/1996 e art. 1º, §2º, V do Decreto nº 5.163/2004). A destinação da energia elétrica para uso exclusivo é, pois, a característica principal desse regime, já que sua finalidade é que o investidor na geração se aproprie da produção mediante a alocação da energia produzida para próprio consumo. E isso independente das unidades de geração e de consumo estarem ou não no mesmo local, bem como da estrutura societária adotada pelo titular da outorga.

Com a implantação de empreendimento de geração para atendimento a sua carga, o APE permite que a energia requerida do SIN que seria a ele destinada seja liberada para suprimento dos demais consumidores do mercado. Dito de outro modo, a energia do sistema antes alocada para atendimento da carga do APE é disponibilizada para o abastecimento a outros consumidores do SIN.

Trata-se, portanto, de agente que contribui com o incremento da oferta de energia e, conseqüentemente, para a segurança e confiabilidade do sistema, realizando os investimentos para tanto necessários por sua conta e risco. Isso, aliás, distingue a contribuição do consumidor que investe em produção própria do papel dos consumidores cativos, conforme aponta a Nota Técnica nº 2/2020–SRM-SRG/ANEEL¹⁴.

“Art. 1º(...) §10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016) I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados;” (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)

“Art. 59. As regras e os procedimentos de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive dos serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão em cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada aos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados;”.

¹⁴ “67. Concordamos com o fato de que o investimento realizado em autoprodução de energia contribui para o incremento da segurança e da confiabilidade sistêmica. Assim como os consumidores cativos, por meio dos diversos leilões de energia nova em que são contratadas usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares, também contribuem para o incremento da segurança e confiabilidade sistêmica. Os consumidores cativos não investem diretamente na implantação e operação de tais usinas, mas a viabilização dos empreendimentos decorre da celebração de CCEAR de longo prazo por esses consumidores. Em alguns casos, como o das usinas cotistas, da UHE Itaipu e das usinas hidrelétricas repactuadas, o risco hidrológico de geração de energia ainda está alocado aos consumidores cativos. Apesar disso, ainda que a contratação dessa geração por meio de CCEAR de longo prazo contribuam para o incremento da segurança e da confiabilidade sistêmica, a geração dessas usinas não é deduzida

Com efeito, não há como estabelecer uma comparação entre um agente que investe na implantação de um empreendimento de geração a despeito de todos os riscos envolvidos (desde a execução do projeto até a operação da central geradora), e aquele que contrata energia, via concessionária de distribuição. Além disso, esses consumidores, que muitas vezes se mantêm na condição de cativos justamente em razão de sua aversão ao risco, são os reais beneficiários das medidas custeadas pelo ESS SegE e pelo EER, que visam assegurar o suprimento ao mercado consumidor, as quais não alcançam à carga do APE atendida por sua geração própria.

Assim, não devem ser imputados ao APE encargos destinados a custear medidas que ao fim e ao cabo têm a mesma finalidade dos investimentos que são por ele realizados – a segurança do abastecimento –, criando para o agente um ônus adicional e sem que tenha ele qualquer contrapartida, já que não é por elas beneficiado.

Não por outra razão nenhum dos dois encargos – EER e ESS SegE – incide sobre o consumo do APE que é por ele próprio suprido, mas apenas sobre eventual parcela atendida pela energia requerida do SIN (consumo líquido). É o que se extrai do parágrafo único do art. 59 do Decreto 5.163/2004 e do art. 4º do Decreto 6.353/2008.

Art. 59. As regras e os procedimentos de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive dos serviços auxiliares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: (...)

Parágrafo único. O autoprodutor equipara-se ao consumidor na parcela de seu consumo líquido no SIN.

Art. 4º Todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei no 9.427, de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL.

A contribuição dos autoprodutores na expansão da oferta de energia independe de se tratar de agente titular da outorga de geração ou dela participar na condição de sócio da SPE outorgada. Em qualquer das hipóteses, seja qual for a estrutura societária escolhida para

do consumo total dos consumidores cativos para efeito de pagamento de encargos. Caso fosse realizada tal dedução, a maior parte dos valores referentes à ESS e ER iria recair sobre os consumidores livres que não possuíssem qualquer tipo de geração própria.”

implantação da central geradora, o APE é investidor em empreendimento para produção da energia que será por ele autoconsumida.

A constituição de SPE para receber a outorga da geração visa apenas atender exigência das instituições financeiras para que o projeto a ser financiado seja isolado de eventuais compromissos, riscos e resultados das empresas por ele responsáveis e que participam da sociedade. Ou seja, a SPE é um veículo para obtenção dos recursos necessários à implantação do empreendimento, sem que com isso seja alterada a destinação da parcela que lhe cabe na energia gerada para seu consumo próprio.

Assim, o que distingue o autoconsumo do APE – titular da outorga – daquele que dela participa na condição de sócio da SPE outorgada – APE por Equiparação – é tão somente a sua operacionalização. Enquanto no primeiro caso há simples transferência de energia elétrica no âmbito de uma mesma pessoa jurídica, no segundo, pelo fato de consumidor e gerador serem pessoas jurídicas distintas, o repasse da energia a ser autoconsumida se dá por meio de um contrato. Isso, contudo, não faz de tal relação contratual uma operação típica de comercialização a terceiros, que não têm relação com o investidor, e nem, muito menos, descaracteriza essa energia como geração própria, fruto de investimento realizado pelo APE, para inferir que sobre a carga assim atendida haveria a incidência do ESS SegE ou do EER.

E isso tem sido reconhecido pela ANEEL reiteradas vezes ao longo dos anos, como se demonstra a seguir.

Voto Conductor da REN 324/2008 que aprovou as Regras de Comercialização para aplicação do ESS cf. Resolução CNPE nº 08/2007

*“5. Quanto aos argumentos da ABRADDEE, importa ressaltar que a proposta apresentada pela ANEEL não exime o autoprodutor de pagamento do ESS energético, mesmo no caso em que a carga esteja fisicamente em local diferente da respectiva geração. Pelo contrário, **considera o pagamento do referido encargo, porém com base na carga líquida, ou seja, a diferença entre a carga e a geração do agente, fazendo com que o autoprodutor participe do rateio do custo do encargo, na proporção do benefício auferido com o despacho determinado pelo CMSE.***

6. Dessa forma, entendo que continua válida a argumentação manifestada por meio da Nota Técnica nº 192/2008-SEM/ANEEL, de 05/06/2008, de que agentes que dispõem de unidades geradoras, localizadas ou não no mesmo ponto de consumo,

já contribuem para o incremento da segurança sistêmica e confiabilidade do SIN, não devendo ser onerados, para fins de pagamento dos referidos encargos, a ponto de se desconsiderar sua geração injetada no sistema.” (destacamos)

Voto Condutor da REN 551/2013 que aprovou as Regras de Comercialização para aplicação do ESS cf Resolução CNPE nº 03/2013

“7. A SEM e a SRG propuseram, ainda, o acolhimento da ressalva, pleiteada pela ABIAPE, de que, **no caso dos autoprodutores, seja considerada como energia comercializada, sobre a qual incide o encargo de segurança energética, a parcela do consumo não coberta por geração própria, geração essa que inclui a energia vinculada à participação de autoprodutor em Sociedades de Propósito Específico – SPEs, à semelhança do rateio dos custos associados ao despacho por ultrapassagem da Curva de Aversão a Risco - CAR.**” (destacamos)

Voto Condutor da REN 337/2008 que regulamentou a contratação de Energia de Reserva

“A carga dos autoprodutores

15. Foram recebidas contribuições no sentido de considerar a totalidade da carga dos autoprodutores como objeto de pagamento do EER. O Decreto nº 6.353/08, ao definir a matéria, em seu art. 4º, estabelece que “**todos os custos decorrentes da contratação de reserva (...) serão rateados entre os usuários finais (...), incluindo os consumidores livres (...) e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN (...).**” **É provável que o texto do decreto não tenha a melhor redação, mas parece-me que a interpretação da SEM está correta, ao considerar que a parcela de pagamento dos autoprodutores na energia de reserva corresponderá ao montante líquido de uso do SIN. Do contrário, não seria necessário o texto grifado do art. 4º do Decreto nº 6.353/08. Por isso, as contribuições não foram acatadas.**

16. De qualquer maneira, recomendei à SEM que fizesse uma minuta de ofício, a ser assinada pelo Diretor Geral, no sentido de solicitar do MME a correta interpretação do texto acima, com as devidas justificativas. Se for diferente daquela adotada pela SEM e por mim referendada, a ANEEL retificará o regulamento com a maior brevidade possível. (destacamos)

Assim, o que se propõe agora, no âmbito da CP nº 42/2020, é uma mudança profunda no tratamento da energia produzida pelo APE integrante de SPE, passando ela a ser considerada como energia comercializada ao invés de autoconsumida e deixando, com isso, de ser abatida da carga do agente para efeito do cálculo do consumo líquido sobre o qual incidem o ESS SegE e o EER.

Como justificativa para a mudança em seu posicionamento, alega a Agência que a equiparação da energia gerada por SPE à autoprodução somente se dá, segundo o art. 26 da Lei nº 11.488, de 15.06.2007¹⁵, para fins de cálculo do PROINFA, CDE e CCC, inexistindo dessa forma permissivo legal que autorize a isenção dos demais encargos.

Ocorre, porém, que não há que se falar em ausência de previsão legal para isenção do ESS SegE e do EER, uma vez que tais encargos, conforme art. 59 do Decreto nº 5.163/2004 e art. 4º do Decreto nº 6.353/2008, não incidem sobre a energia autoconsumida pelo APE, mas apenas sobre seu consumo líquido, o qual é atendido pela energia efetivamente adquirida de terceiros. E isso decorre do fato de que tanto o ESS SegE quanto o EER são encargos que têm por finalidade o aumento da confiabilidade do abastecimento no âmbito do SIN para a qual o APE já contribui com o investimento em geração para atendimento de sua carga que, repita-se, não é beneficiada.

Por sua vez, o PROINFA, a CDE e a CCC são encargos que têm finalidades outras (inclusive, prover recursos para subsidiar atividades econômicas que extrapolam o setor elétrico) e que incidem sobre a **energia comercializada** nos termos do art. 3º, I, c, e art. 13, §1º, I da Lei

¹⁵ "Art. 26. Para fins de pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas - PROINFA e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado - CCC-ISOL, equipara-se a autoprodutor o consumidor que atenda cumulativamente aos seguintes requisitos:

I - que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica;

II - que a sociedade referida no inciso I deste artigo inicie a operação comercial a partir da data de publicação desta Lei; e

III - que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo.

§ 1º A equiparação de que trata este artigo limitar-se-á à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou a sua participação no empreendimento, o que for menor.

§ 2º A regulamentação deverá estabelecer, para fins de equiparação, montantes mínimos de demanda por unidade de consumo."

§ 3º Excepcionalmente, em até 120 (cento e vinte) dias contados da data de publicação desta Lei, os investidores cujas sociedades de propósito específico já tenham sido constituídas ou os empreendimentos já tenham entrado em operação comercial poderão solicitar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a equiparação de que trata este artigo.

§ 4º A participação no empreendimento de que trata o § 1º será calculada como o menor valor entre: (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

I - a proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade de propósito específico outorgada; e (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

II - o produto da proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade diretamente participante da sociedade de propósito específico outorgada pela proporção estabelecida no inciso I." (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

nº 10.438, de 26.04.2002¹⁶. Com isso, apesar da energia produzida pela SPE ser igualmente destinada ao consumo próprio do APE, por haver uma relação contratual entre as duas pessoas jurídicas, fez-se necessário explicitar em lei que tal relação não se confunde com uma transação de compra e venda de energia especificamente para os fins de recolhimento de tais encargos. Daí a equiparação do repasse da energia da SPE para seu sócio APE a autoconsumo desse agente. Isso foi registrado no Voto condutor da Resolução Normativa nº 289, de 13.11.2007, editada para adequar as normas então vigentes à nova Lei.

“9. Por essa relação contratual entre a SPE e os seus acionistas, configurava-se uma comercialização de energia elétrica, o que impedia a isenção, pelos autoprodutores e produtores independentes com consumo próprio, do pagamento dos encargos setoriais relativos à CCCisolado, à CDE e ao PROINFA.

10. Com a publicação da Lei nº 11.488, de 2007, foi conferido o entendimento de que a relação contratual existente entre a SPE e os acionistas, que atuam em regime de autoprodução e produção independente, não desfaz o caráter de autoprodução, visto que a parcela de energia produzida, referente à participação desses agentes na constituição do consórcio, é, de fato, um insumo em seu negócio.”

No caso do ESS SegE e do EER, contudo, que incidem sobre o **consumo líquido** do APE, isso não é necessário, já que na sua apuração tanto a energia por ele diretamente produzida quanto aquela gerada via SPE, destinadas ao autoconsumo, são igualmente utilizadas para abatimento da sua carga. Por essa razão, aliás, que para fazer incidir os dois encargos sobre a

¹⁶ “Art. 3º (...)

I – na primeira etapa do programa:

c) o valor pago pela energia elétrica adquirida na forma deste inciso, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados, após prévia exclusão do consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica, integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado;” (Redação dada pela Lei nº 12.212, de 2010)

“Art. 13 Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

III - prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013)

§1º Os recursos da CDE serão provenientes: (Redação dada pela Medida Provisória nº 998, de 2020)

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 regulamento da Aneel; (Incluído pela Medida Provisória nº 998, de 2020)

parcela da carga do APE atendida pela SPE, está sendo proposta na CP nº 42/2020 a alteração do cálculo do *consumo líquido*, com a descaracterização de tal parcela como autoconsumo.

O tratamento dos encargos Proinfa, CCC e CDE é distinto do ESS SegE e EER, pois enquanto os primeiros possuem como referência a **energia comercializada**, o segundo parte do **consumo líquido**. Daí que o tratamento de isenção da Lei nº 11.488/2007 focado nos primeiros – Proinfa, CCC e CDE – não autoriza a conclusão imediata de que os segundos – ESS SegE e EER – teriam sido esquecidos pela regra legal.

Importa ressaltar que a proposta veiculada na CP vai em direção contrária das medidas que vêm sendo discutidas para o aprimoramento do marco legal do setor elétrico, que tiveram origem na Consulta Pública MME nº 33/017 e que são objeto do Projeto de Lei nº 1.917/2015 e do Projeto de Lei do Senado nº 232/2016.

Com efeito, apesar de apresentarem algumas variações, nos dois projetos o conceito do consumo líquido é dado pela diferença entre o consumo total do autoprodutor e a energia elétrica autoproduzida, considerando inclusive a energia gerada por meio de SPE, já que é ela expressamente caracterizada como autoprodução¹⁷. Ademais disso, tais projetos também explicitam que tanto o ESS SegE quanto o EER incidirão sobre o consumo líquido assim apurado.

PLS 232/2016

“Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º

¹⁷ PLS232/2016

“Art. 16-F. Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor titular de outorga de empreendimento de geração para produzir energia por sua conta e risco. (...)

§ 2º Também é considerado autoprodutor o consumidor com carga mínima individual igual ou superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) 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 seja controlador, controlado ou coligado, direta ou indiretamente, às empresas do inciso I deste parágrafo, observada a participação societária, direta ou indireta, com direito a voto.

(...)

§ 5º O consumo líquido para fins do disposto no § 4º:

I – corresponderá à diferença entre o consumo total do autoprodutor subtraído da energia elétrica autoproduzida; e”

§ 11. O autoprodutor pagará o encargo de que trata o § 10 com base no seu consumo líquido, nos termos definidos pelo art. 16-F da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, na parcela referente:

I – ao custo associado à geração fora da ordem de mérito por razões de segurança energética previsto no inciso I do § 10; e

II – ao custo associado ao deslocamento da geração hidrelétrica previsto no inciso V do § 10, na parcela decorrente de geração termelétrica por razão de segurança energética ou importação de energia sem garantia física.

“Art. 3º-A. Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados, conforme regulamentação, entre todos os consumidores finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores.

(...)

§ 3º A alocação dos custos de que trata o caput, no caso dos autoprodutores, terá como base a parcela do consumo líquido, nos termos definidos pelo art. 16-F da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.” (destacamos)

Ao sugerir encaminhamento sabidamente divergente de proposta legislativa em vias de aprovação, a Agência age em desacordo com o princípio da eficiência administrativa, contrariando, inclusive, postura por ela própria recentemente adotada em situação idêntica à presente, quando suspendeu a discussão, no âmbito da AP 83/2017, dos critérios de elegibilidade para a geração termelétrica despachada por razões de restrições elétricas, a ser considerada no deslocamento de geração hidrelétrica, em razão de Projeto de Lei que se encontrava em tramitação. Nesse sentido, conforme salientado no voto que subsidiou o Despacho nº 3.572/2019, que concluiu parcialmente a referida AP.

“8. A minuta de texto do PL nº 10985/2018, ora em apreciação pelo Poder Legislativo, traz a seguinte comando para o art. 2º da Lei nº 13.203/2015:

(...)

9. A minuta propõe nova redação à diretriz caracterizadora da definição de deslocamento hidrelétrico causado por geração termelétrica fora da ordem de mérito econômico. **Com efeito, qualquer que seja o direcionamento encaminhado pela ANEEL para o encerramento da AP_83, há chance de que ele venha a divergir da nova diretriz emanada do Congresso Nacional para a**

matéria. Dessa forma, em observância ao princípio geral da Eficiência da Administração Pública, avalio mais apropriado aguardar a definição do Legislativo para a questão, momento a partir do qual se retomaria a discussão da matéria.” (destacamos)

Disso decorre que no caso de a proposta veiculada na CP nº 42/2020 vir a ser aprovada pela ANEEL, a votação de qualquer dos dois projetos e sua conversão em lei, fará com que a nova Regra de Comercialização perca a validade, por ser contrária à disposição legal, o que, inclusive, pode vir a ocorrer antes mesmo de sua aplicação.

A esse respeito, de acordo com o Voto condutor da abertura da 2ª Fase da CP nº 42/2020, com vistas a preservar as situações já consolidadas, a mudança da apuração do consumo líquido do APE para fins de pagamento do ESS SegE e do EER deverá ser aplicada às outorgas concedidas, registradas ou prorrogadas a partir de 01.01.2021¹⁸.

Apesar de prever a aplicação da nova regra somente para outorgas futuras, novas ou prorrogadas, a proposta veiculada na CP traz insegurança jurídica para o potencial investidor em autoprodução. Trata-se de mudança substancial em regramento que vem sendo aplicado há mais de uma década, trazendo um ônus adicional ao agente e que, portanto, deve ser considerada pelo investidor na estruturação do seu negócio.

Ocorre que, considerando as diversas providências precedentes para tanto necessárias (concepção do projeto, obtenção do financiamento e escolha da estrutura societária mais adequada), via de regra, a estruturação da operação se dá com bastante antecedência em relação à data prevista para obtenção da outorga, até porque, uma vez concedida, passarão a existir

¹⁸ “44. O objetivo do encaminhamento proposto no encerramento da AP nº 33/2019 foi ajustar a forma de cálculo do consumo líquido, mas preservar todas as situações já ocorridas, sem retroagir nenhum cálculo, regra ou interpretação normativa ou legal. Dessa forma, todos os agentes que participam de SPE cujas usinas já estão outorgadas ou registradas ou venham a ser outorgadas ou registradas até 31 de dezembro de 2020 poderão continuar utilizando a geração dessas usinas para consideração no cálculo do consumo líquido, para efeitos de pagamento de ESS (seja por restrição elétrica ou segurança energética) e ER.

45. A geração de usinas outorgadas, prorrogadas ou registradas após 1º de janeiro de 2021, por outro lado, somente poderá ser utilizada no cálculo do consumo líquido do próprio agente titular da outorga, conforme disposto no Decreto nº 5.163/2004.”

prazos e obrigações a serem cumpridos, cujo desatendimento enseja a aplicação de penalidades e outras consequências (execução de garantia financeira, por exemplo).

Assim, agentes que vinham planejando obter suas outorgas a partir de janeiro de 2021 já estruturaram seus projetos ou, no mínimo, estão em estágio bastante avançado, inclusive com investimentos já realizados. Diante da possibilidade da mudança da regra, tais agentes poderão optar por suspender seus processos para aguardar a decisão da Agência, avaliar os efeitos dela decorrentes e, eventualmente, até alterar a estrutura originalmente programada. E os projetos podem vir a ser adiados por ainda mais tempo se considerada a expectativa de aprovação dos projetos de lei antes mencionados e que levará a invalidação da norma da Agência.

Ou seja, a proposta veiculada pela CP nº 42/2020 de alteração do cálculo do consumo líquido para fins de aplicação do ESS SegE e do EER trouxe um cenário de imprevisibilidade que pode levar à desaceleração ou mesmo à paralisação dos investimentos em autoprodução com consequências indesejáveis para a confiabilidade e segurança do abastecimento ao SIN.

A não incidência de encargos setoriais voltados a prover segurança energética aos sistemas para APE, inclusive no caso de equiparação vem sendo adotada há anos no setor elétrico. A razão da não incidência de tais encargos aos agentes assim qualificados decorre essencialmente do fato de que o investimento em geração própria já contribui para a segurança energética, cumprindo, assim, com a finalidade dos citados encargos setoriais. Isto foi reconhecido inicialmente para o APE – aquele que a outorga está diretamente na pessoa jurídica – e depois estendido também para o APE por Equiparação – aquele que detém participação em pessoa jurídica titular da outorga.

As Regras de Comercialização da CCEE aplicam referido tratamento desde 2008, para o ESS SegE, conforme aprovadas pelas Resoluções Normativas nº 306, de 08.04.2008, e nº 324, de 15.07.2008, e desde 2010, no caso do EER, nos termos da Resolução Normativa nº 385, de 08.12.2009¹⁹.

¹⁹ 33. Assim, a partir de 2008, as regras estabeleceram um cálculo para o consumo para efeitos de pagamento de ESS por Restrições Elétrica (ESS-RE), da mesma forma que era realizado desde 2006, e outro cálculo de consumo para efeitos de pagamento de ESS-SE. Para o pagamento de ESS-RE o cálculo abate do consumo a geração no mesmo sítio da carga, e para ESS-SE o cálculo abate do consumo toda a geração, independente do local. Para ambos os casos, eram consideradas a geração de propriedade do consumidor, bem como participações em outras empresas proprietárias de usinas geradoras. (...)

Pretende-se agora alterá-las de modo que a nova regra seja aplicada já a partir de 01.01.2021, ou seja, em menos de três meses, afetando projetos já estruturados com base em regramento que vigora há mais de dez anos. Isso traz para o setor sinais de incerteza e imprevisibilidade incompatíveis com os princípios da segurança jurídica e da confiança do cidadão.

A propósito do tema, merecem transcrição as conclusões de Celso Antonio Bandeira de Mello no sentido de que o princípio da segurança jurídica *“se acaso não é o maior de todos os princípios gerais de direito, como acreditamos que efetivamente o seja, por certo é um dos maiores dentre eles. Por força do sobredito princípio cuida-se de evitar alterações surpreendentes que instabilizem a situação dos administrados e de minorar os efeitos traumáticos que resultem de novas disposições jurídicas que alcançariam situações em curso”*²⁰.

No mesmo sentido, no que respeita ao princípio da proteção da confiança, conforme bem colocado por Humberto Ávila, trata-se:

*“(...) de instrumento de defesa de interesses individuais nos casos em que o particular, não sendo protegido pelo direito adquirido ou pelo ato jurídico perfeito, em qualquer âmbito, inclusive no tributário, **exerce a sua liberdade, em maior ou menor medida, confiando na validade (ou na aparência de validade) de um conhecido ato normativo geral ou individual e, posteriormente, tem a sua confiança frustrada pela descontinuidade da sua vigência ou dos seus efeitos, quer por simples mudança, quer por revogação ou anulação, quer, ainda, por declaração da sua invalidade.**”* (destacamos)²¹.

Portanto, ainda que a proposta divulgada na CP nº 42/2020 prevaleça, o que se admite por argumentação haja vista o entendimento a respeito da inadequação de tal proposta frente à natureza jurídica dos encargos, a transição para tal regramento precisaria, no mínimo, considerar um período mais prolongado.

34. Em 2010, com o início do suprimento da Energia de Reserva, foi criado o Módulo de Contratação de Energia de Reserva nas Regras de Comercialização, nos termos da Resolução Normativa nº 385, de 8 de dezembro de 2009. Conforme estabelecido neste módulo, o rateio para o pagamento do Encargo de Energia de Reserva (EER) seria análogo ao ESS-SE, em que o cálculo do consumo leva em consideração a geração do agente independente do local da usina e da pessoa jurídica proprietária, materializado pelo acrônimo TRC_ERE, conforme segue: (Destacamos - Nota Técnica nº 2/2020–SRM-SRG/ANEEL).

²⁰ Curso de direito administrativo. 26ª Edição, São Paulo: Editora Malheiros, p. 87.

²¹ Teoria da Segurança Jurídica, 3ª ed., Ed. Malheiros, p. 374.

d. Considerações Jurídico-Regulatórias -Pontos Fundamentais

Diante de todo o exposto, resta demonstrado que a proposta veiculada na CP nº 42/2020 para alteração da apuração do consumo líquido de forma a desconsiderar, para cálculo do ESS SegE e do EER, como abatimento da carga do APE a energia por ela produzida para consumo próprio, via SPE (APE por Equiparação) não deve prevalecer.

- A proposta foi apresentada no âmbito da CP sem que tenha sido precedida da necessária e, neste caso, obrigatória AIR, nos termos do art. 6º da Lei nº 13.848/2019, art. 1º do Decreto nº 10.411/2020 e art. 4º da NOA 40, aprovada pela REN 798/2017. De igual forma, não restou demonstrado o real interesse público envolvido, conforme alegado no Parecer PGE nº 234/2020.
- Além disso, o ESS SegE e o ERR – encargos que visam assegurar o suprimento do mercado consumidor - não incidem sobre o consumo do APE que é por ele próprio suprido, conforme parágrafo único do art. 59 do Decreto nº 5.163/2004 e art. 4º do Decreto nº 6.353/2008, mas apenas sobre eventual parcela atendida pela energia efetivamente requerida do SIN (consumo líquido).
- Independentemente de ser o titular de outorga de geração ou dela participar na condição de sócio de SPE outorgada, o APE investe, por sua conta e risco, em empreendimento para a produção da energia que será por ele autoconsumida, contribuindo assim, para a expansão da oferta e a segurança energética. Imputar ao consumidor que investe em geração própria – seja diretamente seja via SPE – o recolhimento do ESS SegE e do EER implica em desconsiderar a própria natureza jurídica e finalidade destes encargos.
- Ademais, a mudança proposta na CP vai de encontro ao que tem sido discutido no âmbito das medidas de aprimoramento do setor elétrico, objeto do PL nº 1917/2015 e PLS nº 232/2016. Com isso, ainda que venha a ser aprovada pela ANEEL, perderá a validade tão logo qualquer desses projetos seja convertido em lei.

- Ao propor a mudança de uma regra que já vigora há mais de uma década, a CP nº 42/2020 cria um cenário de incerteza e imprevisibilidade que, além de contrários aos princípios da segurança jurídica e da confiança, podem levar à desaceleração ou mesmo à paralisação dos investimentos em autoprodução, com consequências indesejáveis para a confiabilidade e segurança do abastecimento do SIN.

e. Caderno de Regras de Comercialização – CCEE

Importante ter presente que o tratamento proposto na minuta dos cadernos das Regras de Comercialização para fins da aferição do consumo líquido, ao seguir o encaminhamento sugerido pela ANEEL acima mencionado, contraria os princípios e premissas colocados na presente contribuição.

Primeiro porque desconsidera como geração própria a parcela de energia da autoprodução por equiparação.

Segundo porque considera a geração própria primeiramente para o abatimento de eventual comercialização e somente depois permite sua alocação para o atendimento do consumo próprio, estabelecendo uma ordem não prevista nas normas setoriais vigentes e mais do que isso que contraria o próprio conceito da autoprodução. Em sendo estabelecida eventual prioridade na alocação da energia da autoprodução, caberia então considerá-la inicialmente para o abatimento da carga própria. Isto seria mais coerente com o propósito da autoprodução, cujo investimento é voltado ao uso próprio da energia gerada, em linha com o disposto no art. 2º, II e art. 27 do Decreto nº 2.003/1996 e art. 1º, §2º, V do Decreto nº 5.163/2004.

II. Penalidade de Energia de Reserva

Conforme exposto na NOTA TÉCNICA Nº 100/2020–SRM-SRG-SEL/ANEEL, o órgão regulador teria identificado suposta lacuna regulatória por não haver uma regulamentação específica para a incidência de penalidade por insuficiência de lastro à contratação da energia de reserva por fontes eólicas, solar e hidráulica, de acordo com o exposto no Decreto nº 6.353, de 16.01.2008. Porém, conforme a seguir demonstrado, tal lacuna regulatória inexistente, uma vez que os geradores já possuem previsão de penalidade quando do não cumprimento do Contrato de Energia de Reserva – CER.

O Decreto nº 6.353/2008, o qual regulamenta a contratação de energia de reserva, em seu art. 7º, parágrafo único, prevê a aplicação de penalidade às unidades geradoras que não entrarem em operação comercial, conforme as datas previstas no cronograma do empreendimento e por casos de indisponibilidade, a ser regulamentado pela ANEEL²². Esta regulamentação se deu pela publicação da Resolução Normativa nº 452 de 11.10.2011 (REN 452/2011), sendo restrita às usinas que utilizam biomassa como combustível no âmbito da contratação de energia de reserva, conforme disposto na seção “*Da Penalidade por Insuficiência de Lastro para Venda no Âmbito da Contratação de Energia de Reserva*” da referida REN.

No entanto, apesar da REN 452/2011 não mencionar outro tipo de fonte que não a de biomassa, a decisão do órgão regulador em estender a penalização ao gerador eólico por eventual insuficiência de lastro poderá penalizá-lo duplamente, uma vez que tal penalização contida no decreto, já está prevista nos contratos que regulamentam a contratação da energia de reserva e nas regras de comercialização como veremos a seguir.

Conforme regulamentação do Decreto nº 6.353/2008 e da REN 452/2011, os recursos das parcelas de usinas serão constituídos pela garantia física do empreendimento para atendimento dos contratos de energia de reserva (CERs) e pelos montantes adquiridos por meio de cessão de

²² Decreto nº 6.353/2008: “Art. 7º *Em relação aos leilões de que trata este Decreto, a entrada em operação comercial das unidades geradoras do empreendimento que comporá a Reserva poderá ocorrer durante os anos subsequentes ao início da entrega da energia contratada, ficando assegurada, neste caso, a contratação de toda a parcela da garantia física proveniente do respectivo empreendimento que for contratado como Reserva.*

Parágrafo único. Deverá haver aplicação de penalidades no caso de não entrada em operação comercial de quaisquer unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento, bem como no caso de sua indisponibilidade, na forma a ser regulamentada pela ANEEL.”

energia e lastro equivalente. O requisito, por sua vez, serão os contratos de energia de reserva válidos a partir das respectivas datas de início de suprimento deles.

Vale lembrar que no próprio Decreto nº 5.163/2004, o qual foi alterado pelo Decreto nº 6.353/2008 e regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, também determina em seu art. 3º que os agentes vendedores de energia deverão apresentar lastro para a venda de energia para garantir 100% de seus contratos, **estando os mesmos sujeitos a penalidades no caso de descumprimento de tal compromisso, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização**, os quais detalharemos.

a. Caderno de Regras de Comercialização – CCEE

De acordo com o caderno de regra de comercialização de *Penalidade de Energia de Reserva* da CCEE, a apuração do nível da insuficiência de lastro ocorre no âmbito da contratação de energia de reserva, sempre em janeiro de cada ano, verificando os 12 meses do ano anterior (ano civil). Para a apuração da penalidade serão considerados como recursos de cada usina, a sua respectiva garantia física para atendimento dos contratos de energia de reserva, e os montantes adquiridos por meio de cessão de energia e o lastro equivalente. A expressão que calcula o recurso de lastro mensal, em MWh, de cada usina para apuração da penalidade é dado pela seguinte expressão:

$$RECURSO_CER_{p,t,l,m} = QGFIS_CER_{p,t,l,m} + \sum_{pcd \in CEPCD} CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$$

Onde: *RECURSO_CER* é o Recurso de Lastro Mensal para apuração de penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”; *QGFIS_CER* é o Quantidade de Garantia Física Mensal Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”; e o *CEL* é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”.

A CCEE enfatiza que para as parcelas de usinas que apresentarem atraso na entrada em operação comercial de quaisquer de suas unidades geradoras, desde que inferior a 12 meses em relação as suas respectivas datas previstas no cronograma de cada empreendimento, o recurso da parcela de usina poderá ser composto apenas de Cessões de Energia e Lastro equivalente.

O requisito de lastro mensal de cada usina para a apuração da penalidade de energia de reserva corresponderá a quantidade de energia comprometida com o contrato de energia de reserva. Assim, o requisito será calculado considerando a garantia física comprometida com produtos negociados em contratos de energia de reserva mensalmente, referente ao ano civil anterior ao de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$REQUISITO_CER_{p,t,l,m} = GF_PROD_{p,t,l,m} * M_HORAS_m$$

Onde: *REQUISITO_CER* é o Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”; *GF_PROD* é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”; e *M_HORAS* é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

Dessa forma, com base na diferença do recurso e do requisito é possível obter o Nível de Insuficiência de Lastro Mensal de cada usina, em MWh, conforme a expressão:

$$NILE_CER_{p,t,l,m} = REQUISITO_CER_{p,t,l,m} - RECURSO_CER_{p,t,l,m}$$

Onde: *NILE_CER* é o Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”. Neste cálculo, os valores positivos significam déficit de lastro e os valores negativos significam que a usina atendeu aos requisitos e teve sobra de recurso.

Para o cálculo do nível de insuficiência de lastro anual de cada usina, em MWh, é considerado o nível de insuficiência de lastro mensal de todos os meses pertencentes ao ano civil

anterior ao de processamento, subtraído de eventuais ajustes decorrentes de deliberação do Conselho Administrativo (CA) da CCEE e, dependendo de decisões da ANEEL, as usinas que não iniciaram sua operação comercial devido a atrasos das instalações de transmissão/distribuição poderão ficar isentas da apuração do nível de insuficiência de lastro. Este cálculo é realizado pela seguinte expressão:

$$NILEA_CER_{p,t,l,f-1} = \max \left(0, \left(\sum_{m \in f-1} NILE_CER_{p,t,l,m} - \sum_{m \in f-1} ADDC_CER_PNL_{p,t,l,m} \right) - ENFA_DT_{p,t,l,f-1} \right)$$

Onde: *NILEA_CER* é o Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”; *NILE_CER* é o Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”; *ADDC_CER_PNL* é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA para Apuração de Penalidade para cada parcela de usina “p”, produto “t”, leilão “l”, no mês “m”; e *ENFA_DT* é o Energia não fornecida Anual por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina, “p”, referente ao produto, “t”, do leilão, “l”, do Ano de Apuração anterior, “f-1”.

Por fim, para o cálculo da penalidade por insuficiência de lastro anual para cada usina, em R\$, é considerado o nível de insuficiência de lastro anual calculado anteriormente multiplicado pelo preço da insuficiência de lastro do contrato de energia de reserva, conforme a expressão:

$$PILE_CER_{p,t,l,f-1} = NILEA_CER_{p,t,l,f-1} * PVA_ILE_CER_{p,t,l,f-1}$$

Onde: *PILE_CER* é a Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”; *NILEA_CER* é o Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”; e o *PVA_ILE_CER* é o Preço da Insuficiência de Lastro do CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”.

Portanto, a partir do cálculo das expressões anteriormente elencadas, verificamos que o tratamento para uma eventual insuficiência de lastro por parte dos geradores comprometidos com os contratos de energia de reserva já é realizado nos processos de contabilização e liquidação da CCEE. Dessa forma, há dúvidas sobre a real necessidade da regulamentação de um processo já estabelecido e executado pela Câmara. Além disso, chamamos a atenção para a insegurança regulatória e jurídica gerada a partir de tais proposições colocadas na CP, uma vez que já existem inúmeros contratos de energia estabelecidos e em plena execução, não havendo clareza – até pela ausência de disponibilização de Análise de Impacto Regulatório – AIR na CP – quanto ao impacto destas alterações sobre estes contratos vigentes.

b. Contrato de Energia de Reserva

Outro ponto, para o qual chamamos atenção nesta contribuição, está relacionado ao tratamento já estabelecido por uma eventual insuficiência de lastro e aplicação de penalidade nos contratos de energia de reserva dos geradores eólicos.

Os contratos de energia de reserva são firmados entre a parte vendedora, designada pelo gerador de energia, e a parte compradora, que neste caso é a CCEE. Conforme o contrato, toda a energia gerada proveniente das usinas que fizeram parte do leilão será entregue à parte compradora, sendo contabilizada e liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) e os recursos da liquidação serão destinados à Conta de Energia de Reserva (CONER).

É válido enfatizar que quando há a verificação de desvios negativos de geração, ocasionando uma diferença entre a energia gerada e a energia contratada, **os riscos financeiros associados serão assumidos pelo vendedor, conforme a cláusula do contrato**. Esta diferença pode estar relacionada à (i) ocorrência de ventos em intensidade inferior ao considerado em estudos realizados na fase de projeto; (ii) entrada em operação comercial da(s) usina(s) em data posterior ao do cronograma; e/ou (iii) indisponibilidade da(s) usina(s) em nível superior aos índices de desempenho de referência.

Além disso, o vendedor que entregar montantes de energia inferiores ao contratado de energia de reserva, estará sujeito a efetuar ressarcimentos, e o montante de energia que não foi entregue resultará em uma exposição financeira negativa no MCP.

Nos termos da regulação específica e das Regras e Procedimentos de Comercialização, resta claro que toda a insuficiência de lastro de um vendedor no âmbito da contratação da energia de reserva resultará na aplicação da penalidade por insuficiência de lastro. Assim, como já está previsto nos contratos de energia de reserva penalizações aos geradores eólicos devido à insuficiência e a possível não entrada em operação da usina, vemos novamente que alterações regulatórias no tocante à inserção de novas penalidades ao gerador eólico são desnecessárias, uma vez que é inexistente a lacuna regulatória vislumbrada pelo órgão regulador.

Vale lembrar que o próprio mercado se ajustou e a penalização, seja pela não entrada comercial das unidades geradoras e/ou pela insuficiência de lastro, já são estabelecidas tanto nos contratos de energia de reserva quanto nas regras de comercialização de energia da CCEE. Além disso, com base nas mudanças propostas, salientamos o risco regulatório e jurídico gerado aos investidores que já participaram de certames e possuem contratos de energia de reserva já firmados, devido à falta de clareza em relação ao real impacto destas alterações sobre estes contratos vigentes e a motivação das proposições, dado que não há previsões futuras de leilões. Esta ação nos traz preocupações, pois pode gerar judicializações desnecessárias ao setor, uma vez que os agentes se valerão de seus contratos de acordo com o arcabouço regulatório vigente à época.

Adicionalmente, sem prejuízo dos pontos já identificados e mencionados acima, outra questão que carece de esclarecimentos é a forma em que se daria essa penalidade para as demais fontes que não a biomassa, que é a única que detém tratamento regulatório. Vale reforçar que o módulo vigente “Penalidades de Energia de Reserva” das Regras de Comercialização explicita que o tratamento disposto se concerne apenas à fonte Biomassa. Ou seja, não há comando explícito que indique qual seria a forma de apuração da indisponibilidade e o valor da penalização para as demais fontes.

Diante da falta da minuta do Caderno de Regras em questão e da redação do parágrafo 133 da NT 100/2020, que estabelece uma “possibilidade” (e não uma certeza) de sanar a lacuna regulatória mencionada no parágrafo 131, por meio da extensão da aplicação da penalidade disposta na Resolução Normativa nº 452/2011, geram-se dúvidas sobre a efetiva disciplina do tema a partir da presente CP e, desta forma, acarreta imprevisibilidade aos agentes impactados e

à Sociedade. Tal condição está em desacordo com o art. 9º da Lei 13.848/2019, que dispõe sobre a gestão, organização, o processo decisório e controle social das agências reguladoras, cujo texto está referenciado a seguir.

“Art. 9º Serão objeto de consulta pública, previamente à tomada de decisão pelo conselho diretor ou pela diretoria colegiada, as minutas e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados.” (grifo nosso).

Assim, a situação de imprevisibilidade mencionada, por questões formais, incapacita os agentes e a Sociedade de contribuírem em sua forma mais plena para a regulamentação dessa penalidade.

Dessa forma, sob os princípios da transparência e da previsibilidade, solicitamos à ANEEL a realização de estudos mais aprofundados sobre a introdução de nova penalidade de energia de reserva com a divulgação da correspondente Análise de Impacto Regulatório – AIR para que os agentes possam contribuir e avaliar conjuntamente com o órgão regulador o tema. Ademais, reforçamos a necessidade de tais discussões regulatórias serem claras em relação aos motivos pelos quais são agora propostas.

III. Ajuste – Tipo de Energia para CBR anteriores à Lei 10.848/2004

No bojo das várias alterações pretendidas pela Agência, está a alteração das regras de comercialização do Módulo de Contratos, que passará a prever que todo Contrato Bilateral Regulado (CBR) aprovado pela ANEEL para venda de energia de usina incentivada para distribuidora deve ser registrado na CCEE considerando que a venda diz respeito à usina incentivada. Ou seja, o registro dos CBRs na CCEE passará a refletir o contrato registrado na ANEEL, especialmente quanto ao vínculo de usinas incentivadas que lastreiam a venda desses contratos.

A alteração pretendida pela ANEEL diz respeito, especificamente, aos CBRs anteriores à 2004, uma vez que, em relação aos CBRs dos subgrupos *Geração Distribuída de Chamada Pública*, *Geração Distribuída de Desverticalização* e *Contratos oriundos do Sistema Isolado de Distribuidora Interligada*, já existe a previsão de identificação dos empreendimentos que lastreiam os respectivos CBRs, desde a aprovação das Regras de Comercialização, pela REN nº 683/2015.

Como apresentado na Nota Técnica nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, o fundamento utilizado pela ANEEL para a proposição é o Despacho ANEEL nº 681/2020, emitido no âmbito do Processo nº 48500.002568/2003-95, no qual a Agência determinou que o registro na CCEE de CBRs anteriores à Lei nº 10.848/2004 deveriam refletir o contrato original registrado na ANEEL, com vínculo com a usina vendedora.

De acordo com a ANEEL, a inobservância dessa premissa gerou prejuízos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), já que permitiu que o agente vendedor repassasse a energia incentivada da usina objeto do contrato bilateral com a distribuidora para outro consumidor no ACL, o qual obteve desconto em tarifas de uso dos sistemas (TUST/TUSD), impactando a CDE.

Assim, a ANEEL sugere o aprimoramento das regras para que: (1) nos CBRs anteriores à 2004 os empreendimentos de geração utilizados como lastro devem ser identificados; e (2) a CCEE faça o levantamento dos CBRs que não estavam registrados adequadamente, para que os prejuízos à CDE, decorrente da eventual comercialização da energia incentivada com terceiros, possam ser devidamente ressarcidos.

Diante desse cenário, serão elencados a seguir aspectos e implicações jurídicas da proposta apresentada pela ANEEL, em especial no que diz respeito à referida alteração e a legalidade de eventual ressarcimento, via recontabilização do passado, a ser processado em decorrência da alteração da regra de comercialização:

- A ANEEL possui atribuição para estabelecer regras, procedimentos e propor aprimoramentos aplicáveis aos Contratos Bilaterais Regulados, desde que respeitados os limites legais e regulatórios objetivos aplicáveis;
- A abertura de Consulta Pública com uma infinidade de temas de diversas naturezas, como no caso, acaba por desvirtuar e retirar a finalidade da participação popular, pois impede a adequada compreensão e manifestação dos participantes, em respeito dos limites de cada alteração. Isto caracteriza ofensa aos princípios da Motivação, da Transparência e do Interesse Público, cujo cumprimento é obrigatório pela ANEEL;
- Não há no caso uma avaliação dos efeitos que a proposta pode acarretar sobre as contratações já firmadas, o que torna imprescindível a realização de Análise de Impacto Regulatório – AIR para fundamentar a tomada de decisão tendente a modificar as regras de alocação do lastro dos CBRs anteriores à 2004;
- Até 2016 não existia qualquer norma legal ou regulatória que exigisse a vinculação do lastro do empreendimento ao respectivo contrato;
- A partir de 2016, com a alteração das Regras de Comercialização, a ANEEL passou a exigir a vinculação direta dos empreendimentos aos respectivos contratos, somente para os CBRs oriundos de Geração Distribuída e Sistemas Isolados;
- Em linha com os dois pontos anteriores, jamais houve qualquer regra sobre identificação de lastro para os CBRs anteriores à 2004, de maneira que eventual criação de regra com efeitos retroativos – inclusive com determinação de recontabilização das operações anteriores – padeceria de vício de legalidade por projetar efeitos dessa nova regra a situações jurídicas e comerciais já consolidadas pelo tempo;

- Não há autorização legal ou infra legal para que a ANEEL possa atribuir efeitos retroativos à regra de comercialização nova, como pretende na CP 42/2020;
- No caso dos CBRs anteriores à 2004, a orientação geral da Agência era no sentido da inexistência de vinculação do lastro do empreendimento, de modo que a ANEEL não pode, com base em mudança posterior de sua orientação, declarar inválidas e pretender desconstituir situações plenamente constituídas; e,
- O caso utilizado pela ANEEL como paradigma para atribuir efeitos retroativos à nova regra de comercialização pode possuir características e contornos bastantes distintos e específicos dos CBRs firmados por outros agentes, não devendo, portanto, ser este tema tratado de forma genérica;
- Eventual modificação no seu entendimento deve ter efeitos apenas prospectivos em respeito aos limites impostos pelo direito brasileiro – inclusive, neste ponto, destaca-se o art. 2º, parágrafo único, XIII da Lei 9.784/1999 – Lei Federal de Processos Administrativos²³.

Portanto, em relação aos CBRs, reforçamos que não inexistia qualquer regulamentação ou obrigação normativa que obrigasse a identificação de lastro para estes contratos anteriores à 2004 e, portanto, uma ação da ANEEL objetivando atribuir efeitos retroativos à regra de comercialização nova, conforme esta CP, além de gerar insegurança jurídica e instabilidade regulatória, implica em desrespeito ao princípio que veda a retroação de novo entendimento, o que torna questionável a proposta do órgão regulador neste sentido.

²³ XIII - interpretação da norma administrativa da forma que melhor garanta o atendimento do fim público a que se dirige, vedada aplicação retroativa de nova interpretação.