

## CONSULTA PÚBLICA Nº 042/2020

### CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPPE

A Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPPE) apresenta suas contribuições à segunda fase da **Consulta Pública (CP) nº 042/2020**, que visa obter subsídios para o aprimoramento das regras de comercialização, versão 2021.

#### Resumo da Contribuição

A contribuição foi estruturada em uma introdução seguida de três capítulos, cada um associado a uma abordagem de análise: no capítulo 2 são explorados os conceitos técnicos referentes ao pagamento de encargos; no capítulo 3 são apresentados os principais pontos do parecer jurídico sobre as mudanças propostas; e no capítulo 4 a análise de impacto da álgebra proposta para as regras de comercialização.

A seguir, é apresentado o resumo das considerações feitas pela ABIAPPE com o objetivo de subsidiar as decisões da Agência referentes à alteração dos conceitos afetos à determinação do consumo líquido para o pagamento do Encargo de Serviço de Sistema energético (ESS energético) e Encargo de Energia de Reserva (EER).

- i. Da natureza dos encargos de ESS e EER
  - ia. **Os custos do ESS energético e do EER são motivados por preocupações de atendimento à carga.** O ESS energético está associado a preocupações de médio prazo decorrentes de incertezas relacionadas à produção de energia pelas usinas hidrelétricas (conjuntural). O EER, a preocupações de longo prazo que decorrem de dúvidas acerca da suficiência da expansão (estrutural).
  - ib. **O consumidor que investe em geração está reduzindo o fato gerador do ESS energético e do EER.** A adição de carga no sistema exige maiores custos com os encargos. A adição de geração própria evita tais custos.
  - ic. **Contratos de comercialização não interferem na contribuição dos agentes para a segurança e confiabilidade sistêmica.** O contrato não fornece a obrigação de geração, mas sim, a proteção financeira para garantir a recuperação de custos.
  - id. **O arranjo comercial dos empreendimentos não interfere na contribuição dos agentes para a segurança e a confiabilidade sistêmica.** Do ponto de vista energético, não há diferenciação entre usinas novas, velhas ou em diferentes arranjos comerciais.
  - ie. **A proposta desincentiva a expansão.** Não reconhecer a geração própria em SPEs a partir de 2021 implica risco para a expansão energética no país, comprometendo novos leilões e investimentos em infraestrutura.

- if. **O cálculo do consumo líquido.** Dada a natureza dos encargos, a cobertura dos custos deve observar apenas o consumo que exceder a geração própria.
  - ig. **Cuidado com possíveis criações de subsídios.** É correto cobrar ESS energético e EER do agente que fornece a segurança e/ou a expansão do sistema? A resposta: não.
- ii. Da argumentação jurídica
- ii.a. **Há imprecisão de ordem lógica e jurídica na exigência de isenção diante de situação de não incidência.** Os encargos CCC, CDE e PROINFA possuem fatos geradores diferentes de ESS energético e EER. Os primeiros incidem sobre a comercialização, os últimos, sobre o consumo líquido. Por isso, a isenção em lei para consumidores participantes de SPEs – onde há um contrato de comercialização (repasso de autoprodução) – foi exigida para os três primeiros, ao passo que, para os outros dois, a hipótese é de não incidência. A isenção somente é concebida para os fatos que, sem ela, sofreriam incidência.
  - ii.b. **A constituição de SPEs foi uma exigência de edital de leilão de concessão e de órgãos financiadores.** O autoprodutor, obedecendo à maioria dos editais, foi obrigado a constituir SPEs para participar dos leilões pela outorga de concessões.
  - ii.c. **A ANEEL não pode obrigar o pagamento de um encargo simplesmente por existir norma legal para não pagamento de outro.** O princípio da legalidade estrita que rege a Administração Pública não admite a criação tácita de encargo. Ademais, à Administração Pública só é dado fazer o que a lei explicitamente permite, não sendo possível tomar de empréstimo dispositivo que trata da isenção de determinados encargos para fundamentar a cobrança de outros.
- iii. Da álgebra proposta
- iiia. **A álgebra solicitada pela SRM está em desacordo com alguns entendimentos vigentes aplicados nas regras do mercado e no pagamento de encargos.** (i) incidência do encargo de ESS Energético; (ii) incidência do encargo de EER; (iii) desconsideração dos recursos do MCP; (iv) obrigação de registro de contratos; (v) alocação incorreta da energia destinada à autoprodução e aquela para atender CCEAR; (vi) transferência de custos definidos no art. 5º da REN 658/2015 para o encargo *constrained-on*.

## Recomendações

Diante do exposto, tendo em vista a insegurança regulatória e jurídica da proposta da Agência e possível mitigação dos investimentos na expansão da matriz energética no SIN, a ABIAPE recomenda:

- não implementar as alterações propostas no Submódulo 9 – Encargos das regras de comercialização referentes à apuração do ESS e EER;
- não implementar as alterações propostas no Submódulo 21 – Alocação de Geração Própria das regras de comercialização referentes à consideração dos contratos do ACR; e
- caso a Agência identifique a necessidade de regulamentar o tema, sugere-se aguardar o trâmite dos projetos de modernização do setor (PLS 232/2016, PL 1917/2015), como realizado no processo da regulamentação da Geração Distribuída. A Secretaria Executiva do MME tem afirmado reiteradas vezes, tanto na mídia quanto em palestras, que existe possibilidade de o PLS 232/16 ser aprovado ainda neste ano.

Por fim, vale destacar que a proposta elaborada pelas áreas técnicas da ANEEL desestimula, em vez de incentivar, a exploração de empreendimentos sob a forma de SPE, bem como a realização de contratos de *hedge* pelo produtor. O resultado conflita com as diretrizes veiculadas pelo artigo 4º da Lei nº 13.874/2019.

## 1. Introdução

### 1.1. Os desafios do consumidor que investe em autoprodução

O investimento de um autoprodutor – consumidor que viabiliza um empreendimento de geração no Sistema por sua conta e risco – resulta na posse de tecnologia para produção de energia física e contribui para a manutenção do parque industrial, de empregos e da competitividade do país. Adicionalmente, o mesmo investimento traz incremento direto à segurança e confiabilidade sistêmica.

Os riscos em um investimento de geração de energia no Brasil são inúmeros: cambial, força maior pelo comprador, de construção, de operação, regulatório, do operador, de orçamento, ambiental etc. Também não se pode ignorar todos os outros desafios desses investimentos: longo período para a maturação dos projetos, caráter capital-intensivo dos projetos, dificuldades de financiamento etc. – além de todas as demais barreiras de entrada e de saída do negócio.

É indesejável, portanto, que os órgãos de governo e agências reguladoras trabalhem no sentido de acentuar ainda mais as ameaças aos investidores, de modo a dificultar o desenvolvimento de novos negócios, com risco de fuga da indústria nacional para outros países.

### 1.2. Alterações propostas pela Agência

A Audiência Pública (AP) nº 033/2019, instaurada com o objetivo de discutir as Regras de Comercialização versão 2020, apresentou proposta segundo a qual os encargos ESS e EER deveriam incidir sobre a comercialização de energia realizada pelos consumidores – exclui a geração proveniente de SPEs do abatimento da carga.

Em virtude da proposta, a ABIAPE elaborou duas contribuições encaminhadas na primeira e segunda etapas da AP 033/2019, além de realizar reunião com a SRM/ANEEL para tratar do assunto.

Em 17 de janeiro de 2020, a SRM torna pública a Nota Técnica nº 2/2020 – SRM-SRG/ANEEL de fechamento da AP 033/2019, que subsidiou a previsão de voto na reunião da diretoria no dia 20 de janeiro. Nessa NT, a SRM inova, conferindo as alterações da incidência de encargos para as SPEs para as usinas outorgadas a partir de 2021, conforme texto a seguir:

“(b) Para as Regras de Comercialização versão 2021:

i. a CCEE deverá encaminhar proposta que contemple o seguinte tratamento para usinas outorgadas a SPE, para efeitos de cálculo do consumo líquido utilizado para pagamento de ESS e ER;

a) usinas outorgadas até 31/12/2020 poderão ter sua geração utilizada para abatimento da carga de consumidores com CNPJ distintos, os quais possuam participação societária na usina outorgada, da forma como ocorre atualmente;

b) usinas outorgadas, ou prorrogadas, após 1/1/2021 somente poderão utilizar sua geração para abater a carga do próprio agente outorgado; (...)"

Além disso, a SRM deixa explícito na minuta de Resolução, no art. 2º, nova interpretação sobre a forma como deve ser calculado o consumo líquido:

"Art. 2º A partir de 2021, o consumo de referência para pagamento de Encargos de Serviços de Sistema e Energia de Reserva será calculado a partir do consumo total descontado da geração de uso exclusivo, a qual será resultado da geração bruta descontada da energia comercializada."

Em virtude da ameaça representada pelo tema, a ABIAPE solicitou reunião com a Diretora-Relatora Elisa Bastos (realizada em 20/01/2020). Após a reunião, no voto da diretora, foi retirado o art. 2º da Resolução. Entretanto manteve-se o entendimento da Superintendência sobre a incidência dos encargos, postergando a discussão do tema para uma futura consulta pública.

Em nova reunião com a SRM sobre o mesmo tema, foi solicitado o posicionamento da ABIAPE em relação ao texto apresentado na Nota Técnica Nº 2/2020 – SRM-SRG/ANEEL (NT 2/2020), referente ao fechamento da AP 033/2019. Na ocasião, a Associação contratou a elaboração de um parecer jurídico.

Em 19/06/2020 foi enviada, à ANEEL, a Carta ABIAPE nº 016/2020, onde era apresentado o parecer jurídico, com os seguintes destaques:

- a Agência não dedica análise aos fatos geradores dos encargos, demonstrando imprecisão de ordem lógica e jurídica na exigência de isenção diante de situação de não incidência. A isenção somente é concebida para os fatos que, sem ela, sofreriam incidência;
- não é concebível, no Direito, a criação tácita de encargo pela Agência. À Administração Pública só é dado fazer o que a lei explicitamente permite, não podendo dar interpretação extensiva ou restritiva ao que dispõe a lei;
- improcedência da desqualificação da energia gerada por empreendimento organizado por meio de SPE como geração própria; e
- diferentemente dos encargos CDE e Proinfa, que incidem sobre a energia comercializada, os encargos EER e ESS incidem sobre o consumo líquido, por conceito, indiferentemente da forma de participação do consumidor no arranjo societário.

Em 26/06/2020 o Superintendente da SRM, solicitou à Procuradoria da ANEEL a análise do tema proposto na AP 033/2019, que se manifesta na seguinte linha:

"11. A regulação da matéria em análise no caso concreto encontra-se inserida na função normativa da ANEEL que, de forma discricionária e após submeter o assunto à consulta pública, está propondo aprimoramento nas regras de comercialização. Não se vislumbra, na situação em análise, qualquer atuação da ANEEL que extrapole as suas atribuições.

12. Com efeito, conforme informado pela SRM, não há, atualmente, lei que determine, como no caso da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Programa de Incentivos de Fontes Alternativas - PROINFA e Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados - CCC-ISOL (Lei nº 11.488/2007), a consideração da geração de usinas em que o consumidor detém participação societária como sendo geração própria. **O assunto, portanto, inexistindo previsão legal específica, inclui-se na discricionariedade técnica da ANEEL, que deve aprimorar a regulação da matéria a fim de melhor atender ao interesse público.” (grifo nosso)**

Para a Procuradoria da ANEEL (que limita sua análise na participação de SPEs na autoprodução), a proposta da SRM não extrapola a atribuição da Agência, entendendo que a ausência de previsão legal deve ser suprida pela discricionariedade técnica da Agência, com ressalva de que esse aprimoramento atenda ao interesse público.

### 1.3. Da recusa em discutir publicamente o tema

Vale uma ressalva em relação ao parágrafo 46 da Nota Técnica nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL (NT 100/2020), onde é afastada a participação pública da construção das novas regras, conforme segue:

“46. Na presente Consulta Pública, portanto, será tratada apenas a álgebra disposta nas REGRAS, conforme determinação da Diretoria Colegiada da ANEEL.”

Para a SRM, a proposta dispensa discussão de mérito. Nesse sentido, a interpretação da SRM internalizada no voto da diretora-relatora seria suficiente para que a proposta seja aprovada sem cumprir o rito esperado pelos agentes. O posicionamento mostra-se diferente do entendimento trazido na Lei nº 13.848/2019:

“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.

§ 1º A consulta pública é o instrumento de apoio à tomada de decisão por meio do qual **a sociedade é consultada previamente**, (...) sobre proposta de norma regulatória aplicável ao setor de atuação da agência reguladora.” **(grifo nosso)**

Destaca-se que a proposta em tela foi apresentada publicamente no fechamento da AP 033/2019, por meio da NT 2/2020, de 17 de janeiro de 2020, três dias antes da previsão de voto pela diretoria colegiada da Agência<sup>1</sup>.

Entende-se assim que, em nenhuma ocasião, a proposta de regras apresentada nesta CP foi discutida publicamente. Para a ABIAPE, a proposta da SRM não traduz o

---

<sup>1</sup> O voto estava previsto para 21/01/2020, tendo sido retirado de pauta pela diretora-relatora e votado no dia 28/01/2020.

entendimento técnico e regulatório do tema, fazendo do processo de contabilização e liquidação da CCEE um risco jurídico para o setor.

#### 1.4. Segurança regulatória e política setorial

Em 1995 a Lei nº 9.074/1995 determinou que as usinas do Plano de Conclusão de Obras tivessem ao menos um terço de participação privada. Os grandes consumidores então foram convidados pelo governo a participar da expansão da geração de energia elétrica por meio da autoprodução, viabilizando a maior parte da expansão realizada na década de 1990.

Entre 1996 e 2002, com a alteração no formato dos leilões para maior UBP, os autoprodutores foram fundamentais na viabilização das usinas licitadas. Graças aos vultosos investimentos realizados, o impacto do racionamento ocorrido em 2001/2002 foi significativamente reduzido.

Quando foram criados, em 2002, os encargos CDE e Proinfa, que incidem sobre comercialização de energia, os autoprodutores foram apenados pela ANEEL durante três anos, por falta de regulamentação, finalmente realizada por meio da Resolução 166/2005. Foi necessária uma ação judicial da ABIAPE para exigir a regulamentação pela Agência.

Entretanto, restou a cobrança dos encargos CDE, Proinfa e CCC sobre a carga autossuprida por SPEs. O art. 26 da Lei nº 11.488/2007 resolveu a questão, pois em muitos casos, por exigência de edital de leilão da ANEEL, era obrigatória a constituição de SPEs. Ou seja, o formulador de política percebeu a incoerência do tratamento dado ao consumidor que participa de SPE de geração e o **isentou** do pagamento desses encargos.

Também de forma coerente, a ANEEL considerou que os encargos ESS energético e Energia de Reserva não poderiam incidir sobre energia de autoprodução em SPEs – decisões corroboradas em reuniões públicas de diretoria da Agência, conforme será demonstrado no capítulo seguinte.

Infelizmente, após a mudança do modelo setorial realizada em 2004 pela Lei nº 10.848/2004, os modelos de leilão não se tornaram atrativos para o autoprodutor, à exceção da UHE Belo Monte, onde foram destinados 10% da capacidade para autoprodução.

Após inúmeras solicitações da ABIAPE, a partir da UHE Belo Monte, os modelos de leilão foram alterados e resgataram a viabilidade da participação de autoprodutores, aumentando a competição nos certames. Contudo, os aproveitamentos hidrelétricos foram se tornando escassos e o portfólio de projetos diminuiu, associado à forte dificuldade de licenciamento ambiental.

Diante dos fatos, o foco da autoprodução passou a ser a geração termelétrica movida a gás natural, porém o preço do gás para a indústria impediu investimentos nessa área. Recentemente, com as regulamentações estaduais do setor de Gás Natural, a alternativa de fonte energética voltou a ser estudada.

Há também a geração eólica que, com apelo ao investimento renovável, se tornou uma opção de geração própria de energia. Mas a intermitência da fonte exige um portfólio de contratos/geração que dificulta seu desenvolvimento para a autoprodução – no caso dos associados da ABIAPE, consumidores energointensivos.

Conforme registrado, o formulador de política decidiu por incidir encargos sobre a energia comercializada, isentou o consumidor de SPE do pagamento de CDE, Proinfa e CCC e incluiu a regulamentação do autoprodutor na CP 033/2016 do MME. A ANEEL, por sua vez, implementando a política setorial, reconheceu que os encargos ESS energético e Energia de Reserva não devem incidir sobre energia autossuprida em SPEs e, além disso, alterou os leilões de concessão para permitir a participação de autoprodutores.

Diante do exposto, a proposta da SRM/ANEEL no âmbito da Audiência Pública nº 033/2019 e da Consulta Pública nº 034/2019, fere substancialmente a segurança regulatória do Setor Elétrico, é contrária a todas as ações já realizadas pela Agência e afastará investimentos por parte de um segmento de agentes de expansão, que são os autoprodutores.

A não incidência de ESS energético e Energia de Reserva sobre autoprodutores foi decisão da Agência consubstanciada em Resoluções de Diretoria, Atos Administrativos com pelo menos 12 anos de vigência não questionados pelos órgãos de controle da Administração Federal e sem orientação contrária do formulador de política e poder concedente.

Alterar as regras, prejudicando o autoprodutor, remete aos artigos 53 e 54 da Lei nº 9.784/1999, que regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal:

#### “CAPÍTULO XIV

#### DA ANULAÇÃO, REVOGAÇÃO E CONVALIDAÇÃO

Art. 53. A Administração deve anular seus próprios atos, quando eivados de vício de legalidade, e pode revogá-los por motivo de conveniência ou oportunidade, respeitados os direitos adquiridos.

Art. 54. O direito da Administração de anular os atos administrativos de que decorram efeitos favoráveis para os destinatários decai em cinco anos, contados da data em que foram praticados, salvo comprovada má-fé.

§ 1º No caso de efeitos patrimoniais contínuos, o prazo de decadência contar-se-á da percepção do primeiro pagamento.

§ 2º Considera-se exercício do direito de anular qualquer medida de autoridade administrativa que importe impugnação à validade do ato.”

Ainda assim, se a SRM/ANEEL decidir por levar adiante seu entendimento equivocado sobre isenção e não incidência, restringirá a participação de um agente de expansão, na direção contrária do que a Agência já fez ao corrigir os editais de leilão para permitir



maior concorrência. Além disso, estará – ao dificultar a participação de uma categoria de agentes no segmento de expansão – indo contra uma política pública já instituída e quebrando o equilíbrio entre os agentes de geração.

Nesse momento em que país e o mundo enfrentam a crise da Covid-19, com indefinições acerca da retomada de investimentos públicos e privados, a SRM/ANEEL, ao prosseguir com as alterações de regras propostas, prejudicará o desenvolvimento do país, o que não pode ser realizado sem comando do formulador de política. Ainda, o autoprodutor é um consumidor industrial. Ao dificultar sua busca pela competitividade e sua energia a preço de custo, a SRM/ANEEL contribuirá para a perda de competitividade industrial do Brasil, assim como reduzirá a oferta de empregos e a arrecadação tributária. No caso da ABIAPE, os associados são empresas transnacionais e multinacionais, e a dificuldade de investimento na competitividade poderá promover fuga de investimentos no país.

## 2. Conceitos técnicos sobre o pagamento do ESS energético e EER

### 2.1. Desqualificação de empreendimentos em SPEs

É importante notar que a estrutura de pessoas jurídicas escolhida para suportar a usina de geração de energia e a planta industrial de consumo é uma questão de organização empresarial. Em geral, escolhe-se alocar a usina geradora em um CNPJ exclusivo (geralmente caracterizado como uma sociedade de Propósito Específico – SPE) com o objetivo de promover isolamentos de fluxo de caixa, contábil, patrimonial, de obrigações etc. O formato (SPE) mostra-se essencial à obtenção de financiamento, sendo, muitas vezes, condicionante do BNDES e de outros financiadores. Houve, ainda, momentos em que tal condicionante foi imposta também pelo poder concedente para a recepção de concessões de usinas hidrelétricas. Ressalta-se que a contrapartida desses isolamentos em SPE é pagamento de tributos, o que não ocorreria no caso de concessão sob o mesmo CNPJ do consumidor.

Em suma, todas as razões e implicações da escolha da estrutura empresarial estão relacionadas tão somente à gestão do negócio, alcançando questões que vão do financeiro ao controle patrimonial, os quais podem ter valor para empreendedores, investidores, financiadores, poder concedente, entre outros. Tal fato foi explorado na argumentação jurídica<sup>2</sup> encomendada pela SEM/ANEEL para dar solução a um impasse que desconsiderava a equiparação de autoprodutores a consumidores participantes de SPEs de maneira indireta.

“15. Em primeiro, participar de uma sociedade, do ponto de vista do Direito Empresarial, significa possuir uma parte ou a integridade de seu capital social.

16. A doutrina parece não possuir dúvidas quanto a esse ponto.

17. A respeito, Bulgarelli (1997, p. 97)<sup>4</sup> defende que o capital social possui três funções básicas, sendo uma delas exatamente a determinação da posição do sócio.”

Na nota de rodapé número 4 consta:

“<sup>4</sup>BULGARELLI, Waldirio, Manual das sociedades anônimas. São Paulo: Atlas 1997.

“A doutrina destaca as três funções básicas do capital social, a saber: 1. a da sua *produtividade*, como fator patrimonial para a obtenção de lucros, por meio do exercício da atividade compreendida no objeto social; 2. a de *garantia*, cujos aspectos mais importantes já examinados, mas que, basicamente, se revela na obrigação imposta pela lei de que o valor real dos bens e direitos que integram o patrimônio ativo da companhia supere o total das dívidas e obrigações que o gravam, em quantia ao menos igual à que é expressa pelo capital; e 3. a da *determinação da posição do sócio*,

---

<sup>2</sup> Parecer nº. 123/2010-PGE/ANEEL

que diz respeito à situação do acionista em face da porcentagem que possui do capital social”.”

A própria Agência reconheceu a importância do modelo de negócios na NT nº 347/2007-SEM/ANEEL, que tratou da regulamentação do art. 26 da Lei n. 11.488/2007:

“Com o intuito de tornar viáveis projetos de geração, em especial usinas hidrelétricas já outorgadas a concessionárias que encontravam dificuldades de obter financiamentos, face à exigência das instituições financeiras de apresentação de garantias reais, ou até mesmo de performances financeiras da concessionária, diversos consórcios, formados por empresas com diferentes regimes de exploração, promoveram uma estruturação de negócio que resultou na criação de uma empresa denominada Sociedade de Propósito Específico – SPE.

A criação da SPE tem o propósito primordial de isolar os resultados obtidos pelo empreendimento do risco corporativo das empresas que constituem tal SPE. Conforme definição dos professores Cláudio Bonomi e Oscar Malvessi, uma SPE delimita, com precisão, o objeto do empreendimento, isolando o risco e o retorno de outras atividades dos “*sponsors*”, de forma que os investidores, financiadores e demais participantes, tenham a total dimensão e transparência da operação.”

Referente aos encargos, o investimento em geração por um consumidor via SPE não altera suas contribuições para o incremento da segurança sistêmica e confiabilidade do SIN. Deve, portanto, ser garantida a autoprodutores a não incidência de encargos relacionados.

Esse entendimento é acompanhado pela ANEEL há mais de uma década. Por exemplo, a NT SEM/SRG/ANEEL nº 61/2013, corroborada pelo voto do Diretor Julião Coelho<sup>3</sup>, determinou que a estrutura empresarial não altera a relação de autoprodução, nem as contribuições da usina para o incremento da segurança sistêmica e confiabilidade do SIN. Desse modo, não se encontra motivação para se desconsiderar a geração de SPEs no cálculo do consumo de autoprodutores referente ao pagamento dos encargos de natureza energética.

“26. Por fim, a ABIAPPE propõe que a energia comercializada, para fins de cálculo do rateio do encargo de segurança energética, seja a mesma regra utilizada para o rateio do encargo por ultrapassagem da CAR, com alguns ajustes. Dentre os ajustes, propõe que seja considerado o consumo líquido dos agentes autoprodutores. Justifica que, à luz da regulamentação da Resolução CNPE 08/2007, foi aprovado o entendimento de que no caso de agente com medição de consumo que possua unidade geradora de energia, a parcela do Encargo de Serviço do Sistema associada ao custo da geração térmica despachada por razão de segurança energética, (...), deverá ser calculada de modo a considerar o consumo líquido total do agente, estando a unidade geradora localizada

---

<sup>3</sup> Referente ao encerramento da Audiência Pública nº 030/2013, que tratou da regulamentação da Resolução CNPE nº 03/2013.

ou não no mesmo ponto de consumo. Argumentam ainda que apesar da revogação do art. 3º da Resolução CNPE 08/2007, o conceito de despacho por segurança energética foi preservado.

(...)

32. Assim, entende-se que deve ser considerada como energia comercializada no âmbito da CCEE, para rateio do encargo por segurança energética, conforme disposto na Resolução CNPE 03/2013, o maior valor entre a quantidade líquida de energia associada (i) aos ativos de medição (diferença entre geração, incluindo os efeitos do MRE, e a carga), (ii) ao volume contratado (diferença entre os contratos de venda e os de compra) ou (iii) ao balanço energético, de cada agente, nos últimos 12 meses, incluindo o próprio mês de apuração. **Há que se destacar, porém, que argumentações trazidas pela ABIAPPE também possuem mérito, de modo que para os autoprodutores deverá ser considerado que a energia produzida para consumo próprio não se configura como comercialização, inclusive aquela oriunda de participação do agente em Sociedade de Propósito Específico – SPE ou Consórcio, para uso exclusivo, decorrente de leilões regulados.” (grifo nosso)**

Apesar do posicionamento decenal da Agência, ao exigir, em 2019/2020, a previsão legal da não incidência de ESS energético e EER para autoprodutores em SPE, a SRM parece considerar que a estrutura acionária reduz de alguma maneira as contribuições da autoprodução para a confiabilidade e segurança do sistema.

Em nova tentativa, a ANEEL, nesta CP (042/2020), diferentemente das demais, invoca os comandos do Decreto nº 5.163/2004 para caracterizar o que de fato é autoprodução de energia.

“Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares.

(...)

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se

como:

(...)

V - agente produtor o titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;” (sem grifo no original)”

Fica a dúvida quanto ao propósito de tentar se extrair de um trecho do decreto afeto à comercialização o significado de autoprodução sendo que, anos atrás, a própria Agência impôs, nos editais dos leilões das usinas hidrelétricas classificadas pelo CNPE como

projetos estruturantes – UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte –, a participação de autoprodutores via SPE.

Ainda, ao determinar à ANEEL a elaboração do edital e respectivo Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) para o leilão de energia da UHE Belo Monte (Leilão nº 006/2009), a Portaria MME nº 417/2009 previu percentuais específicos de destinação da energia ao ambiente regulado no caso de haver ou não autoprodutores na SPE vencedora do certame:

“Art. 2º Caberá à ANEEL elaborar o Edital e o respectivo Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do Leilão de que trata o art. 1º, nos quais deverão estar previstos: [...]

V - o percentual mínimo de energia hidrelétrica a ser destinada ao mercado regulado, de que trata o art. 3º, § 2º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, será igual a:

a) noventa por cento, caso não haja participação de Autoprodutores da Sociedade de Propósito Específico - SPE; ou

b) setenta por cento, desde que haja participação de Autoprodutores na SPE, sendo que a parcela de energia a ser destinada a estes agentes será de no mínimo dez por cento;”

Ainda, a Portaria MME nº 98/2010 alterou a redação da Portaria MME nº 417/2009:

“Art. 1º Os arts. 1º, 2º e 4º da Portaria MME nº 417, de 29 de outubro de 2009, passam a vigorar com a seguinte redação: [...]

‘Art. 2º [...]

§ 4º **O Autoprodutor**, a que se refere o inciso V do caput deste artigo, **é aquele consumidor participante da SPE a quem seja destinada, para seu uso exclusivo, parte da energia produzida pelo empreendimento**, nos termos do art. 26 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007’.” (grifo nosso)

O Ministério então define o autoprodutor como o participante da SPE ao qual se destina, para uso exclusivo, parte da energia produzida pelo empreendimento.

Dos fatos históricos apresentados, não se observa objeção à participação de SPEs nos empreendimentos de geração pela ANEEL, nem mesmo por parte do MME; ao contrário, incentiva-se a criação de tais arranjos societários para viabilizar a expansão do SIN. Assim, limitar a participação de SPEs parece estar contra o conceito técnico, regulatório e jurídico vigentes.

No Parecer nº. 123/2010-PGE/ANEEL, argumenta-se sobre a necessidade de previsão legal para limitar a equiparação de consumidores livres a autoprodutores.

“27. Ademais, caso se pretendesse limitar a equiparação do consumidor livre a autoprodutor à participação direta em sociedade de propósito

específico para fins de produção de energia elétrica, seria necessária a referência expressa do dispositivo legal a essa modalidade. Mas não apenas: também seria necessária a existência de uma razão proporcional e adequada para imposição da restrição.”

Por fim, com as propostas nesta CP a ANEEL, além de ignorar o entendimento histórico da Agência – Superintendências, Diretoria e Procuradoria – e o do MME, trata o tema no escopo da álgebra das regras de comercialização. Isso poderá implicar risco de judicialização, além de desincentivo para a expansão energética no país (comprometendo novos leilões com participação de SPEs).

## 2.2. O autoprodutor e a segurança sistêmica e a confiabilidade do SIN

A ABIAPE entende que os investimentos em expansão de geração aplicados pela autoprodução provêm incremento da segurança e confiabilidade a todo o sistema.

Com efeito, a atividade de autoprodução reduz os esforços aplicados na expansão e na operação, os quais visam à garantia das adequações de suprimento de médio e de longo prazo. Em outras palavras, o autoprodutor não é agente causador das preocupações que resultam em ESS energético e EER.

A ANEEL discutiu o assunto na regulamentação do ESS energético do EER, concordando, há mais de uma década, com o entendimento da Associação, como apresentado a seguir.

### 2.2.1. Audiência Pública nº 039/2008

A Audiência Pública nº 039/2008, que regulamentou a Resolução CNPE nº 08/2007, debateu a natureza dos tipos de despachos fora da ordem de mérito (elétrica e energética). A Nota Técnica SEM/ANEEL nº 192/2008, de abertura da audiência, considerou que a não incidência do ESS energético sobre a energia de autoprodução está associada às **contribuições do autoprodutor para o incremento da segurança sistêmica<sup>4</sup> e da confiabilidade do SIN.**

“15. Destaque-se que o consumo sujeito ao pagamento do ESS, como acontecia antes da publicação da Resolução do CNPE, correspondia ao consumo líquido em cada ponto de medição, e agentes com unidades geradoras localizadas em outros sítios não podiam utilizar esta geração para abater de sua carga.

16. Tal procedimento justifica-se pelo fato de que o ESS correspondia apenas a parcelas de encargos justificados por razões de natureza elétrica. No entanto, a nova parcela de ESS instituída pela Resolução do CNPE corresponde a um encargo de natureza energética (Encargo de Serviços

---

<sup>4</sup> Inclusive, o incremento de segurança sistêmica foi a razão pela qual o governo requisitou a participação da iniciativa privada nas obras de geração paralisadas em 1995 (Plano de Conclusão de Obras – Artigo 20 da Lei nº 9.074/1995) e em novas usinas, como política de incentivo a um agente de expansão da geração.

do Sistema por razão de Segurança Energética, nos termos do § 3º, do art. 3º, da Resolução CNPE nº 08).

17. Por essa razão, entende-se que **a parcela do ESS associada ao custo da geração térmica despachada por segurança energética deve ser rateada proporcionalmente ao consumo líquido do agente, e não ao seu consumo bruto, posto que agentes com unidades geradoras localizadas ou não no mesmo ponto de consumo já contribuem para o incremento da segurança sistêmica e confiabilidade do SIN** e, portanto, não podem ser onerados, para fins de pagamento de encargos, ao ponto de se desconsiderar sua geração injetada no sistema.

18. Em outras palavras, propõe-se que o consumo total em todos os pontos de medição seja abatido da geração total do agente em todos os pontos de medição.” **(grifo nosso)**

O voto da Diretora Joísa Campanher Dutra Saraiva, acatado pela diretoria colegiada, corroborou o entendimento contido na referida Nota Técnica. Ainda, o voto determina que o pagamento do encargo seja proporcional ao benefício auferido com o despacho por segurança energética, de modo que sejam consideradas a relação de causalidade e a sinalização econômica.

“16. 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.**

17. Dessa forma, confirmando o entendimento manifestado por meio da Nota Técnica nº 192/2008-SEM/ANEEL, de 05/06/2008, considera-se 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, ao ponto de se desconsiderar sua geração injetada no sistema.” **(grifo nosso)**

#### 2.2.2. Audiência Pública nº 055/2008

A Nota Técnica SEM/ANEEL nº 209/2008, relativa à abertura da Audiência Pública nº 055/2008, que tratou sobre regulamentações relativas à contratação de energia de reserva, reconhece a contribuição dos autoprodutores para a segurança sistêmica e da confiabilidade do SIN. Conclui que, por essa razão, não há incidência do EER sobre a energia de autoprodução:

“112. A diretoria da ANEEL, no processo de aprovação das regras de comercialização aplicáveis ao despacho fora da ordem de mérito de custo econômico, nos termos da Resolução CNPE nº 08/2007, consagrou o

entendimento de que os custos adicionais de geração térmica despachada por razão de segurança energética, ressarcidos mediante cobrança de ESS, devem ser rateados proporcionalmente ao consumo líquido do agente autoprodutor, **“posto que agentes com unidades geradoras localizadas ou não no mesmo ponto de consumo já contribuem para o incremento da segurança sistêmica e confiabilidade do SIN e, portanto, não podem ser onerados, para fins de pagamento de encargos, ao ponto de se desconsiderar sua geração injetada no sistema”**.

113. Dado que a contratação de energia de reserva também está alinhada com o propósito de promover incremento da segurança sistêmica e da confiabilidade do SIN, a SEM entende que, no processo de rateio dos custos decorrentes da contratação de energia de reserva, deva ser considerada a carga líquida do agente de autoprodução, independentemente da localização dos pontos de geração e de consumo.”  
**(grifo nosso)**

O entendimento da Superintendência é confirmado pelo voto do Diretor-Relator, Edvaldo Santana, que culminou na Resolução Normativa nº 337/2008, resultado da Audiência Pública nº 055/2008, a qual determina que as Regras de Comercialização considerem no cálculo do EER, para autoprodutores, apenas o consumo que exceda o atendimento feito por geração própria. Segue trecho da REN:

“Art. 21. Para promover o rateio dos custos decorrentes da contratação da energia de reserva, a CCEE deverá observar o montante de geração proveniente dos empreendimentos de autoprodução e produção independente destinado ao atendimento de unidades de consumo correlatas, conforme os seguintes critérios:

I – para os agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, a geração destinada ao atendimento das unidades de consumo correlatas deverá ser definida com base na energia assegurada alocada; e

II – para os agentes de geração não participantes do MRE, a geração destinada ao atendimento das unidades de consumo correlatas deverá ser definida com base na geração verificada.

Parágrafo único. **As regras de comercialização deverão conter mecanismo que considere, no cálculo do EER dos agentes de autoprodução, dos consumidores livres e dos consumidores especiais, apenas a parcela do consumo verificado que exceda o atendimento feito por geração própria, nos termos deste artigo”**. (grifo nosso)

### 2.2.3. Audiência Pública nº 033/2019 e Consulta Pública nº 034/2019

Já em 2020, a NT 002/2020, corroborada posteriormente pelo voto da Diretora-Relatora, Elisa Bastos, relativa ao fechamento da AP 033/2019 e da CP 034/2019, reitera o posicionamento da Agência quanto às contribuições da autoprodução para o incremento da segurança sistêmica e confiabilidade do SIN.



“65. Em termos regulatórios, de fato, as Regras de Comercialização, pelo menos desde 2006, consideram toda geração para abatimento do consumo, inclusive aquela proveniente de usinas outorgadas a agentes distintos da carga, nas quais o consumidor tenha participação societária.

66. Tecnicamente, as contribuições argumentam que o consumidor que investe em geração própria já estaria contribuindo para o incremento da segurança e confiabilidade sistêmica. Sendo assim, o ESS e ER não deveriam incidir sobre a parcela do consumo auto suprida, independente da estrutura empresarial adotada.

**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 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.” (grifo nosso)

Além de concordar com as contribuições do autoprodutor para a segurança e confiabilidade sistêmica, o voto evidencia semelhanças entre o autoprodutor e o consumidor cativo, porém, sem a devida justificativa. A ABIAPPE entende não haver tais semelhanças e destaca as diferenças entre as classes de agentes na seção 2.3.1.

### 2.3. O consumo líquido e os contratos bilaterais em mercado *tight pool*

Na NT 100/2020, a Agência argumenta que a geração utilizada para cálculo do consumo líquido deve considerar a comercialização de energia.

“38. Os aprimoramentos propostos tratam justamente da forma de consideração da geração no cálculo do consumo líquido. O primeiro aprimoramento foi utilizar apenas a geração de uso exclusivo do agente nesse cálculo, e não a geração total, da seguinte forma:

Consumo Líquido = Consumo Bruto – Geração de Uso Exclusivo

39. A Geração de Uso Exclusivo, por sua vez, seria obtida a partir da geração total do agente, subtraída da energia que tenha sido comercializada:

Geração de Uso Exclusivo = Geração Total do Agente – **Geração Comercializada**". (grifo nosso)

Não fica claro o entendimento da Agência sobre Geração Comercializada. O agente que realiza contratos de comercialização não está vendendo geração, mas sim, um compromisso financeiro bilateral que deverá ser honrado no momento da liquidação. Esse é o princípio de um mercado *tight pool* de energia onde a geração de cada usina depende unicamente da decisão que atende a alocação ótima dos recursos disponíveis.

Em contradição com a proposta do parágrafo 39, e corroborando o entendimento apresentado pela ABI APE, a ANEEL, no parágrafo 143 da mesma NT 100/2020 (desta consulta, CP 042/2020), trata com sucesso os conceitos de geração, consumo e contratos.

**"143. No atual paradigma de alocação de custos da operação, os que são de natureza energética seguem sistemática condizente com mecanismo de formação de preços em resolução temporal de semana/patamar de carga. Essa prerrogativa também é válida para o desenho de mercado vinculado à contratação do serviço, baseado fundamentalmente na comercialização do atributo energia. Pela ótica do gerador, o contrato visa recuperar os custos de produção da eletricidade, ao passo que o contratante (consumidor) espera, com o contrato, compor hedge para se proteger da volatilidade e da profundidade dos custos de aquisição de energia no mercado curto prazo." (grifo nosso)**

Conforme observado pela própria Agência, o contrato não fornece a obrigação de geração, mas sim, a proteção financeira para garantir a recuperação de custos.

Interpretar a relação contratual como a Geração Comercializada no mercado *tight pool* obrigaria todos os geradores com contratos a se declararem inflexíveis na etapa de formação de preço, de modo a honrar seu compromisso. Com essa interpretação, também seria possível considerar que a preservação dos reservatórios poderia ser alcançada com uma alteração dos contratos bilaterais das usinas hidrelétricas do SIN; ou ainda, reconhecer que somente a parcela descontratada das usinas contribuiria para a segurança e confiabilidade sistêmica do SIN. No entanto, nada disso é verdade.

Assim, a definição de consumo líquido não verifica comercialização, pois o propósito é identificar qual o consumo excede a geração própria.

### 2.3.1. A diferença entre consumidor e autoprodutor

Entre os inúmeros riscos associados a um investimento em geração de energia, tão somente o de preço é tratável por meio de um contrato bilateral (*hedge* de preços). Vale registrar que, caso a formação de preços fosse crível e houvesse um mercado líquido com produtos de longo prazo e, portanto, um risco de preço diminuto, não haveria a atual necessidade de contratos bilaterais de prazos elevados.

Não se deve atribuir a um contrato bilateral a viabilização de um negócio e minorar a importância do investidor, que decide por empenhar recursos diante de todos os riscos, não somente o risco de preço.

O consumidor, livre ou cativo, não assume os riscos da geração, o que o diferencia do consumidor que decide investir na sua própria geração e passa a correr riscos antes inexistentes para ele, tornando-se um agente de geração.

A diferenciação entre um consumidor comum e um que investe em geração própria foi evidenciada recentemente. No início de 2020, observou-se a necessidade do desembolso de cerca de R\$ 16 bilhões para socorrer a parcela de consumidores atendida por contratos de CCEAR, a chamada Conta-Covid. Os consumidores atendidos por geração própria aliviaram essa conta, arcando com as perdas sem a necessidade do socorro dado aos demais consumidores.

#### 2.4. A base temporal para a alocação de custos

Referente ao Caderno de Encargos, o descritivo conceitual da CCEE traz como instrução para o cálculo do consumo líquido a apuração horária dos recursos e requisitos do autoprodutor.

“A energia mensal efetivamente disponível, após abatimento dos compromissos regulados e das eventuais vendas líquidas, será distribuída entre as usinas, por tipo de energia vinculado a cada parcela e de acordo com a geração mensal de cada empreendimento (Linha de Comando 39.2.1.1.4). Em seguida, **a geração será modulada de forma horária conforme a curva de geração de cada usina** (Linha de comando 39.2.1.1.3) e os valores horários serão distribuídos entre todas as cargas que estejam modeladas sobre o agente, de acordo com o percentual de consumo no ambiente livre que a carga representa em cada hora (Linhas de Comando 39.2.1.1.2)”. **(grifo nosso)**

A ABIAPPE registra que essa consideração somente é válida para encargos associados a restrições de curtíssimo prazo ligadas à operação do sistema. Esses encargos estão associados à escassez de recursos em determinado horário, logo, o pagamento deve ser dividido entre todos aqueles que contribuem com o fato gerador naquela hora.

Para encargos com característica energética, a verificação horária de requisito e recurso dos agentes não deve ser aplicada, uma vez que a decisão de despacho adicional está associada a uma preocupação de médio prazo.

#### 2.5. Subsídios criados com a proposta

Quando se considera a natureza do ESS energético e do EER, é fácil perceber que tais custos são decorrentes da identificação de déficit de geração no sistema pelo planejamento centralizado (ESS energético no médio prazo e EER no longo prazo). A adição de carga no sistema torna esse cenário mais crítico; por outro lado, a adição de geração evita o déficit. Desse modo, o consumidor que investe em geração está

contribuindo para a confiabilidade sistêmica e segurança do SIN, aliviando a necessidade dos citados encargos.

A confiabilidade e segurança sistêmica são atributos físicos, que dependem da energia injetada e consumida do SIN, atrelada à percepção de escassez desse recurso. Por esse motivo, não existe lógica em se penalizar o consumidor que investe em geração por meio de SPE ou aquele que decide realizar um contrato bilateral.

Visto que o fato gerador do ESS energético e EER está atrelado à quantidade de energia demandada do sistema, cobrar esse custo daqueles agentes atendidos por geração própria pode se caracterizar como um subsídio.

Da mesma forma poderia se pensar pelo lado do gerador: faria sentido cobrar esse encargo do agente que fornece a segurança e/ou expansão do sistema? A resposta é não. Por essa razão, a Resolução CNPE nº 003/2013, que incluiu geradores no pagamento de despachos adicionais decorrentes de preocupações energéticas, foi alvo de judicialização e, posteriormente, o tema foi pacificado na Lei nº 13.360/2017.

É entendimento regulatório consolidado que EES energético e EER incidem no consumo líquido, independentemente de comercialização ou arranjo comercial do empreendimento.

Destaca-se que um dos pilares da modernização do setor é acabar com os subsídios, podendo a presente proposta ir de encontro à modernização.

## 2.6. Considerações sobre a proposta de Regras

Nessa perspectiva, a ABIAPE chega a algumas conclusões.

- i. A ANEEL reconhece, em editais de leilões e com um voto de diretor, a importância da SPE para o financiamento de novos empreendimentos de geração e que as contribuições do autoprodutor independem da estrutura empresarial.
  - Exigiu-se que a participação da autoprodução nos leilões das usinas estruturantes fosse via SPE, o que legitima um consumidor em SPE como um autoprodutor.
  - O enquadramento como geração própria não se altera em virtude de o consumidor participar da exploração da central geradora via SPE.
- ii. A ANEEL reconhece, em quatro votos de diretores, as contribuições do autoprodutor para a segurança sistêmica e confiabilidade do SIN.
  - Esse posicionamento implica, naturalmente, entendimento de que o autoprodutor não participa do fato gerador de ESS energético e EER na parcela do consumo atendido por geração própria.
  - Logicamente, a não participação no fato gerador confere a não incidência desses encargos ao autoprodutor.

- iii.** A ANEEL reconhece, no parágrafo 143 da NT 100/2020, não existir relação entre contratos financeiros e a geração de energia.
- Os contratos financeiros não definem a geração das usinas. Em mercados do tipo *pool* o contrato é um instrumento financeiro para garantir a recuperação de custos.
  - Por esse motivo não se identifica lógica tratar a comercialização de energia como sendo Geração Comercializada.
- iv.** Os custos de ESS e EER devem incidir sobre os agentes que contribuem para o fato gerador desses encargos.
- Para ESS energético e EER, não se deve considerar a geração horária no cálculo do consumo líquido, uma vez que esses encargos decorrem de preocupações de médio prazo.
- v.** Penalizar o autoprodutor em SPE ou aquele que realiza contratos bilaterais por meio do pagamento de ESS energético e EER pode resultar em um subsídio.
- Os encargos decorrentes de preocupações com atendimento à carga incidem sobre aqueles que motivam essas preocupações.
  - Os autoprodutores não participam do fato gerador desses encargos, pelo contrário, contribuem para a segurança e confiabilidade sistêmica.
  - Portanto, incluir autoprodutores na base de rateio reduz o pagamento por parte dos reais devedores dos encargos, podendo resultar em subsídios aos consumidores que não investem em geração.

### 3. Conceitos jurídicos sobre o pagamento do ESS energético e EER

O parecer jurídico sobre o tema foi apresentado à ANEEL por meio da Carta ABIAPe nº 016 de 2020, disponível no processo 48513.016731/2020-00-1. Apesar de o documento já ter sido analisado pela Procuradoria da Agência, a ABIAPe sugere que tais reflexões sejam consideradas na avaliação desta CP, buscando a segurança regulatória do tema. Para não se tornar exaustiva, a ABIAPe registra a seguir as conclusões do parecer.

“(i) o parâmetro utilizado pela Agência – encargos PROINFA, CDE e CCC – para sustentar que o afastamento do EER e do ESS energético careceria de norma de isenção veiculada em lei não aproveita a esses dois encargos, os quais, diferentemente dos três primeiros, não incidem sobre a comercialização de energia, mas sobre o consumo líquido do agente;

(ii) a distinção dos fatos geradores dos encargos revela que, (ii.a) no caso de PROINFA, CDE e CCC, as exações de fato eram exigíveis dos consumidores integrantes de SPE detentora de outorga de geração, pelo que a norma de isenção foi necessária, ao passo que, (ii.b) no caso de EER e ESS energético, cuida-se de hipótese de não incidência, não sendo exigíveis os encargos sobre a parcela da geração própria destinada ao consumo dos cotistas da SPE, tornando-se desnecessária a criação de norma de isenção;

(iii) a ANEEL não pode, a partir de norma que confere isenção quanto a três encargos específicos – PROINFA, CCC e CDE –, extrair obrigação de pagamento de dois outros encargos distintos – EER e ESS energético – não mencionados na norma de isenção, mormente (iii.a) porque o texto legal, o qual contém conteúdo permissivo (autorização para não pagamento), não autoriza essa leitura; (iii.b) em razão do princípio da legalidade estrita que rege a Administração Pública, não se admite a criação tácita de encargo; (iii.c) porque não se cuida de silêncio eloquente da lei, pois o EER e o ESS energético não eram sequer cobrados quando da edição do art. 26 da Lei n. 11.488/2007, o qual, por conseguinte, não poderia ter afastado dos consumidores a incidência de custos, à época, inexistentes; e (iii.d) porque, caso incidissem os encargos, a Lei n. 11.488/2007 seguramente os teria afastado também (como o fez com PROINFA, CDE e CCC), pois o propósito manifesto do legislador foi o de proporcionar ao autoprodutor participante de SPE “condições isonômicas, independentemente do arranjo societário escolhido”;

(iv) não deixa de se qualificar como geração própria o montante de energia que corresponde à participação que o consumidor detém, mediante cota em SPE concessionária ou autorizada de geração, em determinado empreendimento, conclusão essa reforçada a partir de manifestações da própria ANEEL por ocasião do leilão da energia oriunda da UHE Belo Monte; e

(v) a medida proposta pelas áreas técnicas da ANEEL desestimula, em vez de incentivar, a exploração de empreendimentos sob a forma de SPE, o que contraria posicionamentos da própria Agência a esse respeito, bem como conflita com as diretrizes veiculadas pelo artigo 4º da Lei n. 13.874/2019.”

## 4. Da álgebra para cálculo do consumo líquido

### 4.1. Histórico da AGP

A álgebra hoje conhecida no submódulo 21 – Alocação de Geração Própria – buscou o atendimento dos comandos da Lei nº 11.488/2007 em que a incidência dos encargos CDE e PROINFA observou a comercialização de energia, tal como descrito na Nota Técnica 83/2015 - SRM/ANEEL, de 27/05/2015.

“62. No entendimento da SRM, a medida é bastante apropriada, pois de acordo os regulamentos apresentados, as componentes da TUSD e TUST que recuperam **os custos de CDE e PROINFA não devem ser aplicadas apenas à parcela do consumo atendida por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução**. Entende-se, portanto, que se os empreendimentos não estão efetivamente atendendo suas cargas, tais componentes devem ser aplicadas.” **(grifo nosso)**

A primeira versão entrou em vigor em 2016, com uma álgebra inadequada, como reconhecido pela SRM no decorrer do mesmo ano. Para a correção, a ANEEL instituiu nova Audiência Pública, a 67, de 2016.

“96. Com a vigência da nova REGRA, os agentes tiveram como geração efetivamente alocada, o resultado da comparação horária entre os parâmetros geração e consumo e, para usinas modeladas separadamente da carga, passou a ser necessária a presença de contrato de repasse de autoprodução, para garantir que a geração estava sendo destinada para atendimento da carga.

97. No entanto, os agentes alegaram que tal regra se mostrou restritiva, **dado que seus parâmetros de geração e carga não coincidem em uma mesma hora**, pela própria natureza das atividades de geração e consumo, além de que a necessidade de verificação da alocação por contratos horários traz ainda mais restrições. **Nos casos de usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, pelo fato de o Operador despachar a usina, os agentes não dispõem de qualquer controle para coincidir a geração e a carga.**

98. A apuração até dezembro de 2015 não observava parâmetros horários, para fins de alocação de geração. Entendemos que houve mudança em relação à forma antiga de apuração, deixando inclusive de ser compatível com o próprio faturamento do uso do sistema que utiliza base mensal.” **(grifo nosso)**

A correção das regras foi proposta pela CCEE, com as seguintes alterações:

“99. Nessa linha, a CCEE encaminhou nova proposta de módulo que contempla, em síntese, as seguintes características:

a) a manutenção da forma como era realizada a alocação da geração própria até dezembro de 2015, em que se comparava, **em bases mensais, a geração e consumo dos agentes envolvidos;**

b) a manutenção da necessidade do registro de contratos que comprovem a alocação de geração entre usinas e cargas modeladas em agentes distintos, mudando a verificação por patamar para montantes anuais;

c) a inclusão de tratamento para a efetivação de alocação de geração própria para usinas que possuem direito a repassar desconto na TUSD/TUST, a partir da venda de energia incentivada, conforme art. 26 da lei nº 9.427/1996. **Caso essas usinas comercializem energia incentivada, a alocação poderá ser invalidada**, não permitindo que seja considerado, ao mesmo tempo, que o tipo de energia utilizado para desconto nas parcelas CDE e PROINFA seja distinto daquele utilizado na comercialização; e

d) a **inclusão de uma apuração anual** que verifique se as unidades consumidoras correlatas estavam realmente sendo atendidas por geração de empreendimento próprio de produção independente e/ou autoprodução, sendo legítimo o recebimento da isenção das parcelas de CDE e PROINFA no faturamento do uso do sistema;

e) a inclusão da Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina, em razão da necessidade de acomodar os diversos arranjos societários do empreendimento e dos aspectos de modelagem de ativos.

100. Caso a apuração anual de que trata o item d) apresente um saldo negativo, ou seja, tenha sido dado isenção de parcela de CDE e PROINFA, no faturamento do uso do sistema dos consumidores, superior ao volume que o agente tem direito, esse saldo deverá ser utilizado para abater as alocações de geração do ano seguinte.” **(grifo nosso)**

Dos destaques incluídos no texto, observa-se que CCEE e SRM reconhecem a distorção criada nos conceitos afetos a consumo, geração e contratos de comercialização. Para conciliar esses conceitos, foi proposta a realização da apuração da AGP em duas etapas: uma mensal, que verifica apenas carga e geração, e outra anual, que verifica se a comercialização, apenas para geração incentivada<sup>5</sup>, ultrapassa o recurso de garantia física de posse do autoprodutor. Também se consolida o conceito de que o atendimento aos contratos é realizado com os seguintes recursos: a geração que excede o consumo, contratos de compra e liquidação no MCP.

Tal entendimento está de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, no qual se exige que o agente vendedor celebre contrato de compra somente em casos em que se verifica insuficiência de lastro.

“Art. 6º A ANEEL deverá prever as hipóteses e os prazos de indisponibilidade de unidades geradoras, incluindo a importação ou empreendimentos correlatos, estabelecendo os casos nos quais o **agente vendedor, não tendo lastro suficiente para cumprimento de suas obrigações, deverá celebrar contratos de compra de energia para**

---

<sup>5</sup> Não se faz necessário a consideração da energia convencional, pois o contrato desse tipo de energia é atendido tanto pela liquidação no MCP quanto por contratos de qualquer tipo de energia.



**atender a seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis.” (grifo nosso)**

Além disso, a distorção da regra criada em 2016 exigiu a reversão dos prejuízos:

“101. Sobre o transcorrido no ano de 2016, vale destacar que as REGRAS vêm apurando a alocação de geração própria com essas inconsistências reiteradamente apresentadas pelos agentes, com as quais essa superintendência concorda que devem ser sanadas.

102. Dessa forma, como o efeito dessa nova regra se daria somente a partir de janeiro de 2017, recomendamos que o módulo recente de Alocação de Geração Própria, aprovado pela Resolução Normativa nº 693, de 27/10/2015, e atualizado pela Resolução Normativa nº 719, de 17/5/2016, seja suspenso e que para o ano de 2016 a CCEE proceda a apuração da alocação de geração própria para abatimento de encargos a partir da geração mensal resultante da contabilização de cada usina, limitada ao consumo mensal do agente proprietário da usina, realizando a verificação, na contabilização de janeiro de 2017, se as unidades consumidoras correlatas foram realmente sendo atendidas por geração de empreendimento próprio de produção independente e/ou autoprodução.

103. No nosso entendimento essa possibilidade se enquadra como medida acauteladora<sup>6</sup>, considerando a possibilidade da continuidade de iminente prejuízo aos agentes, em razão da eventual redução do desconto nas parcelas CDE e PROINFA devida aos consumidores”.

Na nota de rodapé número 6 consta:

“Conforme art. 45 da Lei nº 9.784/1999, que regula o processo administrativo e assim dispõe:

“....

Art. 45. Em caso de risco iminente, a Administração Pública poderá motivadamente adotar providências acauteladoras sem a prévia manifestação do interessado

...”

Dos fatos apresentados, observa-se que o submódulo 21 – AGP:

1. foi construído para atender ao comando regulatório por meio do qual se determina que a apuração dos encargos de CDE e PROINFA considerem a comercialização de energia;
2. respeita o conceito de que o atendimento aos contratos é realizado com os seguintes recursos: a geração que excede o consumo, contratos de compra e liquidação no MCP; e

3. provocou distorções relevantes no mercado em sua primeira versão, o que resultou na interrupção da aplicação das regras e na recontabilização de seus efeitos.

A proposta de álgebra apresentada na segunda fase da CP 042/2020 contraria os pontos 1 e 2 consolidados na regulamentação vigente, podendo resultar no mesmo efeito experimentado em 2016 (ponto 3 supracitado).

#### 4.2. Desqualificação de empreendimentos em SPEs

Na proposta apresentada para o Caderno de Encargos referente à geração proveniente de empreendimentos em SPEs, lê-se:

“38.2.1.1. Para o caso de agentes participantes de Sociedades de Propósito Específico (SPE), com a usina modelada sobre outro agente ‘alfa’ com CNPJ distinto, **a geração será utilizada para abatimento do consumo das cargas para as usinas outorgadas anteriores a 1º de Janeiro de 2021.** Para empresas com cadastro de matriz e filial como agentes distintos, o tratamento será dado como agente único para fins de abatimento de encargos.” **(grifo nosso)**

Com base na argumentação técnica e jurídica apresentada nos capítulos 2 e 3, a ABIAPE sugere a exclusão da linha de comando 38.2.1.1.

A proposta sugere que a contribuição de usinas em SPE para a segurança e a confiabilidade do sistema só é válida para empreendimentos existentes até 31 de dezembro de 2020.

#### 4.3. Consideração de contratos para apuração de ESS e EER

Na presente discussão, a SRM traz a seguinte motivação para a consideração dos contratos no cálculo do consumo líquido:

“59. Diante deste cenário, na abertura da AP nº 33/2019 foi solicitado à CCEE que encaminhasse uma proposta de **alteração do caderno Encargos para que, assim como tratado no módulo AGP,** seja considerada para abatimento de carga apenas a geração de uso exclusivo do autoprodutor, desconsiderando a geração que tenha sido comercializada com outro agente no ACL ou no ACR. Foi feita a ressalva, no entanto, de que o art. 26 da Lei nº 11.488/2007 trata apenas de encargos relativos à CDE, ao PROINFA e a CCC-ISOL, e não trata de Encargos de Serviços de Sistema e nem de Encargos de Energia de Reserva”. **(grifo nosso)**

Ao realizar a solicitação à CCEE, a SRM desconsidera a origem do módulo AGP, que decorre da necessidade de verificação da comercialização devido à incidência conferida aos encargos de CDE e PROINFA. Observa-se que não se encontra embasamento legal, nem mesmo a interpretação técnica para considerar contratos na apuração do consumo líquido para ESS e EER.

Para o EER, a distorção criada pela SRM fica ainda mais incontroversa. A REN nº 337/2008 dispõe em detalhes como deve ser apurada a parcela de consumo do autoprodutor:

“Art. 21. Para promover o rateio dos custos decorrentes da contratação da energia de reserva, a CCEE deverá observar o montante de geração proveniente dos empreendimentos de autoprodução e produção independente destinado ao atendimento de unidades de consumo correlatas, conforme os seguintes critérios:

(...)

Parágrafo único. As regras de comercialização deverão conter mecanismo que considere, no cálculo do EER dos agentes de autoprodução, dos consumidores livres e dos consumidores especiais, **apenas a parcela do consumo verificado que exceda o atendimento feito por geração própria**, nos termos deste artigo.” (grifo nosso)

Para o ESS, os comandos não divergem, conforme art. 59 do Decreto nº 5.163/2004.

“Parágrafo único. O autoprodutor equipara-se ao consumidor **na parcela de seu consumo líquido no SIN.**” (grifo nosso)

Da Regulamentação vigente, não há espaço para concluir que as regras de comercialização devam considerar contratos na apuração do montante para pagamentos do ESS e EER.

#### 4.4. Considerações dos recursos do autoprodutor para atender a seu requisito

Mesmo que a ANEEL decida contrariar o normativo vigente para ESS e EER, a álgebra apresentada fere o art. 58 do Decreto nº 5.163/2004, pois considera apenas os contratos na apuração dos recursos do autoprodutor e ignora as liquidações do MCP.

“Art. 58. O processo de contabilização e liquidação de energia elétrica, realizado segundo as regras e os procedimentos de comercialização da CCEE, **identificará as quantidades comercializadas no mercado e as liquidadas ao PLD.**” (grifo nosso)

#### 4.5. Da consideração de contratos do ACR

Com relação à alteração proposta na álgebra para ampliar a consideração dos contratos do ACR no Submódulo 21 – AGP<sup>6</sup>, a ABIAPE avalia ser necessário respeitar a segurança jurídica correspondente à participação societária dos agentes nos empreendimentos.

Resgata-se aqui a determinação da Portaria MME nº 417/2009 onde, no inciso V do art. 2º, garante-se o direito de percentual da energia da usina – nesse caso referente à UHE Belo Monte.

---

<sup>6</sup> Também se aplica para a proposta do submódulo 9 de regras de comercialização.

“V - o percentual mínimo de **energia hidrelétrica** a ser **destinada ao mercado regulado**, de que trata o art. 3º, § 2º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, será igual a:

a) noventa por cento, caso não haja participação de Autoprodutores da Sociedade de Propósito Específico - SPE; ou

b) setenta por cento, desde que haja participação de Autoprodutores na SPE, sendo que a parcela de energia a ser destinada a estes agentes será de no mínimo dez por cento;” **(grifo nosso)**

Entende-se que o comprometimento é de 90% ou 70% da energia produzida pela usina e não do montante para atender aos contratos regulados.

Na álgebra proposta, observa-se entendimento contrário. A geração da usina atenderia preferencialmente ao requisito do sócio comprometido com o mercado regulado, de modo que só haveria energia destinada ao sócio autoprodutor quando ocorrerem sobras dos contratos regulados.

Vale ressaltar que a obrigação de entrega não é da usina, mas sim, do sócio comprometido com o contrato. Na álgebra apresentada, o autoprodutor estaria repassando energia para o sócio do empreendimento com CCEAR, o que não condiz com a contabilização e liquidação do mercado.

#### 4.6. Limitação da geração de autoprodução com base no contrato de repasse

No descritivo conceitual, enviado em 02/10, a CCEE traz nova alteração para o cálculo do consumo líquido, onde o contrato de repasse de autoprodução atua como limitador da geração de autoprodução, como consta a seguir.

“(…) A adequação tem por objetivo considerar a situação em que o agente de geração não realiza o repasse via contrato para o agente consumidor onde as cargas estão modeladas e ainda **limitar o montante de energia disponível para alocação de acordo com tal repasse, análogo ao tratamento dado no AGP** (Linhas de Comando 45.2.1.2 a 45.2.1.8).” **(grifo nosso)**

A proposta de álgebra, vai no sentido contrário do atual entendimento aplicado pelos agentes participantes de consórcios ou SPEs. O contrato de repasse de autoprodução representa o acordo societário para assegurar que a parcela de Garantia Física de propriedade de cada sócio seja corretamente alocada. Tal entendimento está explícito no caderno de regras da AGP, onde se destaca:

“6. Para verificação do uso exclusivo da energia gerada para autoprodução, conforme Art. 26 da Lei nº 11.488, será realizada uma verificação anual dos contratos bilaterais de repasse de autoprodução. Se o montante anual dos contratos de repasse de autoprodução for igual ou superior que a energia alocada, **limitada na garantia física de propriedade do consumidor participante do consórcio ou da SPE**, a alocação será integralmente efetivada. No caso do montante anual de contratos ser menor, a quantidade faltante será abatida das alocações de geração

própria no ano seguinte. Esta verificação será realizada anualmente, no mês de janeiro.” **(grifo nosso)**

Desta maneira, observa-se que a proposta para ESS e EER em nada se assemelha à AGP, nem mesmo reconhece o sentido prático do contrato de repasse de autoprodução. Para maior parte dos autoprodutores participantes de consórcios, os contratos de repasse são registrados com quantidades fixas para todo o período de concessão.

A álgebra proposta pela CCEE, ao extrair o mínimo entre o valor registrado no contrato de repasse de autoprodução e geração passível de alocação, pode criar os seguintes efeitos colaterais:

- penaliza o autoprodutor na sazonalização do MRE;
- penaliza o autoprodutor pela incerteza da geração no despacho centralizado; e
- incentiva que o registro na CCEE dos contratos de repasse seja realizado de maneira *ex-post*.

Importante resgatar que essa discussão já ocorreu em 2015, quando se implementou a mesma limitação proposta nesta CP para o pagamento de CDE e PROINFA. A Agência, na ocasião, reconheceu o prejuízo e, na NT nº 131/2016 – SRM/ANEEL, apresentou o novo entendimento sobre o assunto (vigente no submódulo 21 – AGP):

“20. Diante da evidência de que a limitação imposta nas Regras de 2016 de **limitar ao menor valor entre montante de repasse contratual e a geração de propriedade do consumidor** pode levar a perda no repasse de autoprodução para a respectiva carga, recomendamos, como conclusão da análise referente à contribuição feita já à época da AP nº 39/2015, estabelecer já para 2016 a solução encaminhada pela CCEE nas Regras de 2017. Assim, poderá ser declarado para as usinas de agentes autoprodutores participantes de consórcio ou sociedades de propósito específico, a sazonalização da participação societária de cada um dos integrantes. **(grifo nosso)**

21. A média da sazonalização da participação societária não deve ultrapassar o percentual de participação no consórcio ou SPE, definido na composição da cadeia societária da usina.”

Atenta-se, portanto, para o fato de a proposta para o caderno de Encargos em 2020 ser semelhante àquela de 2015 para a AGP, que acabou sendo corrigida no ano seguinte.

Por fim, destaca-se que os contratos de repasse de autoprodução são considerados no módulo de AGP para cumprir o comando legal do Art. 26 da Lei 11.488 (como explícito na Linha de Comando 6 do submódulo 21 - AGP). Para ESS e EER não se identifica tal comando legal. Ainda, mesmo que se leve adiante a alteração algébrica, a ABIAPE sugere que seja reavaliada a analogia realizada com a AGP, buscando-se coerência na proposta.

#### 4.7. O encargo de “descolamento” entre PLD e CMO

No mesmo descritivo conceitual citado na seção anterior, um outro tópico foi trazido como complemento à CP. Trata-se da discussão da alocação dos custos decorrentes do despacho de UTEs no caso de  $CMO \geq CVU \geq PLD$  – situação chamada no jargão de “descolamento entre PLD e CMO”.

Na proposta, o custo do despacho dessas UTEs seria classificado como *constrained-on*. Tal estratégia apenas pode ser validada caso se adote entendimento diferente em relação à ordem de mérito do sistema. No desenho de mercado vigente, a ordem de mérito é definida pelo CMO da barra onde está conectada a usina, sendo que apenas o despacho que supere o custo da barra pode ser classificado como *constrained-on*.

Por outro lado, a REN 658/2015<sup>7</sup> define com clareza o custo associado a esse descolamento:

“Art. 5º O custo adicional decorrente da operação de usinas termelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS **por ordem de mérito**, cujo CVU da usina for superior ao PLD, deve ser rateado por todos os agentes de consumo, na proporção do consumo líquido total do agente, estando a unidade geradora localizada ou não no mesmo ponto de consumo.” **(grifo nosso)**

Deste modo, em virtude de existir comando regulatório explícito para caracterizar os despachos dentro da ordem de mérito nos casos em que o CVU supere o PLD, a ABIAPPE sugere que a discussão seja mais bem avaliada, garantindo a segurança regulatória do tema. Ressalta-se, inclusive, que o item 51 da pauta de agenda regulatória apresentada na TS 009/2020 trata da titulação do despacho de usinas termelétricas, indicando a necessidade de uma melhor discussão sobre o tema.

Ainda, a ABIAPPE alerta que a distorção associada à classificação desses custos decorre da adoção de metodologia distinta para a ordem de mérito (nodal) e a remuneração do mercado (zonal). Essa modelagem vem trazendo diversos prejuízos para a transparência da operação. Vale mencionar, em especial, que o CMO por subsistema (único publicado pelo ONS) é insuficiente para identificar quais usinas estão dentro ou fora do mérito e conseqüentemente a percepção da correta alocação de custos. Na contribuição para a CP 34/2019 a ABIAPPE alertou sobre a necessidade de se discutir melhores desenhos de mercados para que se busque o menor custo de encargos.

#### 4.8. Considerações sobre a álgebra proposta.

Do exposto, a álgebra proposta está em desacordo com alguns entendimentos vigentes aplicados nas regras do mercado de energia e no pagamento de encargos, a saber:

---

<sup>7</sup> Diferentemente do afirmado na NT Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, a REN 658/2015 não contempla apenas eventos em que o CMO ultrapasse o teto regulatório do PLD, mas qualquer situação de  $CVU \geq PLD$ .

- Art. 21 da REN 337/2008, ao desconsiderar que a incidência do EER está atrelada apenas à parcela de consumo que excede a geração (não se menciona comercialização na REN);
- Art. 59 do Decreto nº 5.163/2004, ao desconsiderar que a incidência do ESS está atrelada somente ao consumo líquido (não se menciona comercialização no Decreto);
- Art. 58 do Decreto nº 5.163/2004, ao propor desconsiderar o montante liquidado ao PLD no MCP;
- Art. 6º do Decreto nº 5.163/2004, por não reconhecer que a compra de contratos pelo gerador está atrelada à obrigação de evitar a penalidade de lastro;
- Portaria MME nº 417/2009 e outros leilões, por possivelmente não realizar a alocação correta entre a energia destinada à autoprodução e aquela comprometida com CCEAR; e
- Art. 5º do REN 658/2015, ao propor transferir os custos definidos neste artigo para o encargo de *constrained-on*.