



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE

**PROCESSO Nº 48000.001405/2016-67**

**INTERESSADO: MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**

#### 1. **ASSUNTO**

1.1. Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

#### 2. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

2.1. Em continuidade à Consulta Pública nº 21, de 2016, propõe-se submissão de proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico em nova etapa de consulta à sociedade.

#### 3. **ANÁLISE**

### **PREÂMBULO: A EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

3.1. O Setor Elétrico Mundial está atualmente sujeito a pressões para mudanças em seu quadro regulatório, comercial e operacional. Tais pressões são exercidas por fenômenos tecnológicos e socioambientais que representam condições de contorno para o funcionamento da indústria elétrica e por fricções nos modelos de negócio hoje prevalentes.

3.2. A evolução tecnológica, com impactos já significativos sobre a competitividade de diversas classes de equipamentos e com perspectivas de reduções ainda mais pronunciadas de custos em um futuro próximo, é uma das principais condições de contorno para mudanças no setor. Destacam-se reduções nos custos de instalação das seguintes classes de tecnologias capital-intensivas:

- *Tecnologias de geração renovável como eólica ou solar fotovoltaica, com custos variáveis de produção desprezíveis e elevada variabilidade de curto prazo.* Efeitos de incrementos de sua participação na matriz elétrica incluem reduções nos custos marginais de operação, nos quais a formação de preços de curto prazo do mercado atacadista se baseia, e aumento da demanda por flexibilidade operativa no sistema
- *Recursos energéticos distribuídos (RED), incluindo geração solar de pequena escala, armazenamento e carros elétricos.* Efeitos de uma maior participação de RED no sistema incluem alterações na relevância relativa dos fatores que evocam custos de expansão e expansão de redes elétricas, que podem impactar recuperação de receitas por distribuidoras em caso de inação regulatória, aumento do número de agentes buscando se envolver em transações comerciais no setor e abertura de oportunidades para extração de valor sistêmico da atuação individual destes agentes
- *Tecnologias de medição avançada e de comunicação bidirecional com consumidores varejistas.* Efeitos do incremento da competitividade destas tecnologias incluem a viabilização de uma atuação mais ativa de consumidores na gestão de seu consumo de energia, incluindo respostas a preços e tarifas.

3.3. Adicionalmente, a valorização da possibilidade de escolhas individuais é um fenômeno social que também deixa suas marcas no setor elétrico, contribuindo para as pressões sobre a criação de condições para a participação mais ativa de consumidores na gestão de seu consumo de energia, por meio de ações que incluem a implantação de geração distribuída *atrás do medidor* a mudança de padrões de consumo em resposta a preços e a contratação de serviços – incluindo comercialização de energia - ajustados aos perfis de consumidores.

3.4. Estas pressões afetam o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Entre as condições de contorno socioambientais para o desenvolvimento do SEB, destacam-se as restrições para o desenvolvimento de grandes projetos hidrelétricos com reservatórios de acumulação, que por sua preponderância histórica no setor influenciaram diversos elementos do quadro regulatório e comercial legado: mecanismos de gestão centralizada de riscos em contrapartida à operação também centralizada do parque hidrelétrico para capturar sinergias entre diferentes bacias hidrográficas e na operação de plantas em uma mesma cascata, abordagens de comando-e-controle para a provisão de flexibilidade operativa ao sistema devido aos custos incrementais comparativamente reduzidos de entrega de tal flexibilidade pelas plantas, enfoque prioritário em sinais econômicos para a coordenação hidrotérmica no longo prazo devido à elevada flexibilidade de curto prazo destes ativos.

3.5. Alguns dos fatores externos acima indicados já geram fricções no modelo regulatório e comercial atualmente em uso. Mecanismos centralizados de gestão de risco no mercado atacadista começam a dar sinais de exaustão, na medida em que outras estratégias além da operação sinérgica do parque hidrelétrico têm sua importância majorada para a garantia de economicidade e confiabilidade do sistema. No segmento de varejo, obstáculos regulatórios à captura de valor individual do emprego de tecnologias e estratégias de gestão do consumo representam barreiras ao desenvolvimento de soluções que teriam benefícios líquidos para o sistema como um todo. Esquemas de busca de eficiência baseados em abordagens de comando e controle não têm se mostrado tão rápidos em evocar a inovação em estratégias de gestão físico-econômica de ativos e em modelos de negócio por parte dos agentes quanto estratégias baseadas em incentivos econômicos utilizadas em outras jurisdições.

3.6. Face a estas dificuldades com modelos centralizados de gestão de risco e comando-e-controle por parte do Estado, o litígio judicial se incorporou como estratégia comum de *preservação* de posições de diversas classes de agentes no lugar da busca de eficiência empresarial e produtiva como estratégia de *melhora* de posições competitivas. Este resultado, por sua vez, resulta em novos obstáculos à inovação no setor.

## UMA VISÃO DE FUTURO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.7. As fricções acima descritas apontam para um possível esgotamento do modelo regulatório e comercial vigente no Brasil. Faz-se mister, portanto, construir uma visão de futuro, contemplando elementos básicos que levem a um modelo adaptado às pressões externas às quais o Setor Elétrico Brasileiro é exposto e que garanta sua sustentabilidade no longo prazo.

3.8. Em resposta aos desafios identificados anteriormente, pode-se apontar os seguintes elementos básicos desta visão de futuro, que indicam *onde queremos chegar*:

- *Incentivos à eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais como vetor de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental*: Deve-se reconhecer que a eficiência nas decisões individuais de agentes atuantes no mercado representa um vetor importante de promoção de eficiência sistêmica e, portanto, de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental. O quadro regulatório e comercial deve fornecer incentivos para que as decisões individuais de agentes atuantes no mercado, quanto a investimentos e a gestão comercial e operacional de

ativos, sejam condutivas a resultados ótimos para o sistema elétrico como um todo. A estratégia de incentivar decisões ótimas individuais de agentes que sejam alinhadas com o interesse sistêmico tem a vantagem de extrair a informação e inteligência dos agentes de mercado e incitar a inovação como estratégia de competição.

- *Sinalização econômica como vetor de alinhamento entre interesses individuais e sistêmicos*: Sempre que possível, as instituições governamentais e para-governamentais devem utilizar sinalização econômica adequada, em ambiente competitivo, para garantir que as decisões de agentes de mercado que buscam a otimização de suas posições individuais sejam as mesmas que conduzem a benefícios sistêmicos sobre a economicidade, segurança e sustentabilidade socioambiental do suprimento. Isto envolve desenhar incentivos econômicos que façam com que os benefícios percebidos por agentes sejam compatíveis com o valor que eles entregam ao sistema, considerando quaisquer sinergias entre decisões de investimento ou operativas de diferentes agentes. A complementação destes mecanismos com estratégias de comando-e-controle – em que decisões são tomadas por instituições governamentais e impostas aos agentes, ao invés de tomadas pelos próprios agentes em resposta a sinais econômicos – deve se limitar a casos em que haja a inviabilidade de sinalização econômica que alinhe interesses individuais e sistêmicos.
- *Alocação adequada de riscos para permitir sua gestão individual, com responsabilidades bem definidas*: A confiança em sinais econômicos como mecanismo de promoção de decisões individuais ótimas e alinhadas com interesses sistêmicos requer que os agentes sejam responsáveis pela gestão individual de riscos – afinal, a exposição de agentes aos ganhos ou perdas econômicas que resultam de suas decisões é que lhes fornece incentivos, e a possibilidade de ganhos ou perdas resume a definição de risco. Esta estratégia requer, no entanto, uma alocação adequada de riscos, que devem ser assignados aos agentes que estão melhor posicionados para lidar com eles. Para tal, é necessário considerar tanto a viabilidade de decisões empresariais de agentes resultarem em efetiva mitigação de riscos, como também diferenças em requisitos de risco-retorno que podem levar a prêmios econômicos mais ou menos onerosos. A viabilidade da gestão individual de riscos requer que agentes sejam responsabilizáveis por suas decisões, com mecanismos de *enforcement* adequados e que não sejam frágeis a judicialização como estratégia de renúncia, respeitados direitos a contraditório e ampla defesa.
- *Remoção de barreiras participação de agentes no mercado*: Todos os agentes interessados em participar de um ambiente de tomada de decisões com as características acima descritas devem ser capazes de fazê-lo, considerando o espectro de decisões individuais que lhes são permitidas pela natureza de sua atividade. Esta máxima se aplica também a consumidores do segmento de varejo interessados em expressar suas preferências individuais quanto à gestão de seu consumo de energia – incluindo eventualmente opções de geração *atrás do medidor* e mesmo gestão comercial do consumo. Novas classes de agentes, incluindo prestadores de serviços inovadores que entreguem valor ao agregar inteligência comercial ou operacional na gestão de portfólios de tecnologias tradicionais e existentes, também devem ter acesso ao mercado.
- *Respeito aos contratos vigentes e observância dos requisitos formais e dos papéis de cada instituição*: É fundamental que as mudanças respeitem a segurança jurídica dos contratos vigentes, conferindo adequada transição para as relações já pactuadas no período de transição e oferecendo alternativas de livre adesão aos agentes na nova configuração do mercado. Isso reduz riscos de

questionamentos judiciais e demonstra o compromisso com a estabilidade das regras.

## **O OBJETIVO DA CONSULTA PÚBLICA PARA APERFEIÇOAMENTO DO MARCO LEGAL**

3.9. A exposição anterior consiste de uma especificação inicial de características de uma visão de futuro à qual se deseja chegar. Para validar esta visão de futuro e determinar um conjunto viável ações concretas quanto a aprimoramentos ao modelo legal, regulatório e comercial do SEB, faz-se necessário um processo de ampla consulta à sociedade e um plano de ação.

3.10. O Ministério de Minas e Energia (MME), em conjunto com suas empresas vinculadas, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tem pautado sua atuação com fundamento na transparência e no diálogo e comunicação com os agentes em busca de um ambiente de negócios mais eficiente, com menos subsídios, maior racionalidade econômica e estabilidade regulatória voltada à sustentabilidade do setor.

3.11. Nas discussões referentes ao setor elétrico, destacam-se as consultas públicas sobre governança dos modelos computacionais de formação de preço e de operação, revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas, revisão dos parâmetros de aversão ao risco dos modelos computacionais e desafios para expansão do mercado livre.

3.12. Em relação a este último tema, objeto da Consulta Pública nº 21, de 2016 (CP 21), o MME recebeu uma série de contribuições de diversos interlocutores – como consumidores, geradores, comercializadores, distribuidores, instituições e academia. A despeito da pluralidade de interesses representados, as contribuições apontam a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuada.

3.13. Estas contribuições apontaram elevado grau de convergência quanto à necessidade de medidas e instrumentos para um aprimoramento no modelo comercial do setor elétrico, as quais foram sintetizadas em nível conceitual e principiológico na Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE (SEI nº 0040829) e reproduzidos abaixo:

I - informação os consumidores sobre o funcionamento do ACL através de campanhas de conscientização;

II - redução gradativa da exigência de carga para contratar energia elétrica no mercado livre, dando fim a reservas de mercado, como o segmento especial, e definindo critérios de corte para representação direta no mercado, delimitando a fronteira entre atacado e varejo;

III - racionalização de subsídios, evitando distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores, de maneira que a competição seja mais isonômica e o mercado mais líquido, além de tornar mais simples eventuais políticas públicas de incentivo ou compensação;

IV maior participação do ambiente livre no custeio da expansão do sistema, questão para a qual emergem várias contribuições com a ideia da separação de lastro – contratado por encargo – e energia – contratada livremente;

V - aumento da flexibilidade do portfólio do ambiente regulado, permitindo respostas eficazes à ampliação do mercado livre, inclusive com mais mecanismos de integração comercial entre os ambientes (reciclagem de energia), o que implica também alternativas de redução da energia elétrica adquirida de forma compulsória pelas distribuidoras;

VI - redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia, reconhecendo o papel limitado dos instrumentos de gestão atualmente presentes

e a necessidade de as empresas focarem na atividade de infraestrutura de rede e de qualidade do serviço, paradigma que implica alterações na alocação dos custos de contratação de energia, inclusive com mecanismos centralizados que reduzam os custos de transação e a assimetria de custos;

VII - correção de incentivos, inadequados, para migração para o ambiente livre, o que enseja separação do custeio da rede e da compra de energia elétrica (separação de fio e energia) para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução inclusive por meio de microgeração distribuída – pois esse tipo de decisão deve se dar pelo perfil de gerenciamento de riscos do consumidor, com foco no custo específico da energia elétrica, e não por resposta a distorções alocativas;

VIII - maior granularidade temporal e espacial do preço, além de maior credibilidade na sua formação, com o máximo acoplamento possível da formação do preço com as decisões de operação;

IX - homogeneização do produto energia, evitando modalidades ou subprodutos que inibam a competição, de modo que eventuais estímulos, incentivos ou compensações por externalidades ocorram fora desse ambiente de negociação homogêneo, não afetando a formação do preço; e

X - alocação de recursos e rendas de ativos do setor elétrico para sustentar a transição para um mercado mais aberto e abater encargos e custos de políticas públicas intrassetoriais."

3.14. Essa síntese representou uma etapa importante para orientar o MME na elaboração de propostas específicas capazes de instrumentalizar os conceitos em *medidas efetivas* de modernização e racionalização econômica do setor elétrico que permitam um primeiro aprimoramento de seu marco regulatório e comercial. Esta Nota objetiva apresentar essas medidas de maneira explícita, permitindo uma nova etapa de contribuições da sociedade sobre um material consolidado e detalhado, com propostas objetivas de aprimoramento regulatório para o setor elétrico.

3.15. Os aprimoramentos podem ser divididos em quatro grupos:

(i) decisões que *orientam a reforma e elementos de coesão*, incluindo reforços explícitos a mecanismos já existentes destinados a atuar como contrapartidas às alterações fundamentais do modelo – aqui a maioria dos dispositivos apresenta baixo grau de flexibilidade, normalmente com prazos de implementação pré-definidos, refletindo um pacote de intenções políticas perenes;

(ii) aumento da *flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico*, permitindo gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais, sem precipitar escolhas definitivas – ao contrário do item anterior, aqui são descritas medidas de destravamento do modelo, para as quais a flexibilidade infralegal é o atributo essencial, não obstante alguns elementos possuam rigidez para garantir a coesão;

(iii) *alocação adequada de custos entre os agentes* – o que se reflete em medidas explícitas de correção de incentivos e racionalização de subsídios ou incentivos, com observância dos requisitos formais e legais, mitigando riscos judiciais por meio do instrumento legal e esclarecendo regras de enquadramento; e

(iv) *medidas de sustentabilidade*, que incluem propostas de desjudicialização e distribuição da renda dos ativos do setor.

3.16. A Nota apresentará cada um dos dispositivos propostos de acordo com o enquadramento dos aprimoramentos nos respectivos grupos. Para cada grupo, a apresentação dos dispositivos será feita mediante sequenciamento de temas, os quais serão desenvolvidos por

meio da apresentação cronológica das leis alteradas, da lei mais antiga até os comandos autônomos. Depois, serão apresentadas considerações a respeito da importância e do prazo para adoção das medidas, aspectos para os quais também são solicitadas contribuições da sociedade. Ao final será apresentada uma versão compilada de todas as propostas, consolidando o aprimoramento legislativo.

3.17. Ressalta-se que a separação em grupos tem fins didáticos, mas vários temas percorrem mais de uma dimensão, o que será devidamente destacado quando for o caso.

## **GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO**

### **AUTOPRODUÇÃO**

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

3.19. Não obstante, a figura da autoprodução é carente de uma previsão legal que ajuste adequadamente os contornos e diretrizes que equilibrem seus benefícios e ônus. Para tanto, se propõe as seguintes alterações na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995:

#### “Seção III

#### Das Opções de Compra e da Autoprodução de Energia Elétrica por parte dos Consumidores” (NR)

“Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.

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

§2º Também é considerado autoprodutor o consumidor que:

I - participe da sociedade empresarial titular da outorga, limitada à proporção da participação societária com direito a voto; e

II - esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto.

§3º A destinação da energia autoproduzida independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o autoprodutor responsável por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo.

§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido..

§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre:

I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e

II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total.

§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo:

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

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

§7º A apuração da energia elétrica autoproduzida deverá observar os limites de que trata §2º e descontar vendas a terceiros que superem a parcela de energia do empreendimento não destinada à autoprodução.

Art. 14-B O aproveitamento de potencial hidrelétrico para fins de autoprodução se dará em regime de produção independente de energia.

Art. 14-C As linhas de transmissão de interesse restrito aos empreendimentos de autoprodução poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos atos de outorga. ”

3.20. O primeiro aperfeiçoamento é a alteração do título da Seção III da Lei nº 9.074, de 1995, a fim de caracterizar o autoprodutor como espécie do gênero consumidor livre, entendimento que é reforçado no caput do art. 14-A. Daí em diante, a proposta parte para um detalhamento do regime de autoprodução, endereçado ao equacionamento do binômio previsibilidade e alocação de custos ao consumidor autoprodutor.

3.21. O §1º do art. 14-A é a garantia do livre acesso à rede, pilar fundamental de desenvolvimento do mercado livre. O §2º prevê o regime de autoprodução nas cadeias societárias, conforme participações cruzadas no capital investido com direito à voto.

3.22. O §3º ampara o exercício da autoprodução remota, tendo em vista que, independentemente da localização geográfica, o que caracteriza, sob a ótica sistêmica, a autoprodução é o investimento em ativo físico de geração de energia que seja capaz de atender a um consumo específico e, por consequência, assegurando previsibilidade de custos ao consumidor.

3.23. O §4º esclarece que os encargos setoriais somente incidem sobre o consumo líquido para unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW. Consumidores de carga menor podem buscar alternativas de geração própria com registro, nas figuras de micro e minigeração distribuída. Ressalta-se que esse parágrafo só tem efeitos sobre apuração de encargos. Exposições ao mercado de curto prazo associadas à insuficiência de geração ou a diferença de preços entre submercados – possível em caso de autoprodução remota – não são abrangidas por esse conceito.

3.24. Os §§ 5º, 6º e 7º do art. 14-A estabelecem a apuração do consumo líquido. No §5º, o consumo líquido é definido como a parcela do consumo total não atendida pela energia fisicamente autoprodução. Nesse sentido, é reconhecido que a compra de energia de terceiros é um recurso prioritário de atendimento ao consumidor. Se um autoprodutor compra energia de terceiros é porque deseja evitar riscos associados à quantidade de energia gerada por seu empreendimento próprio. Ao querer se proteger do risco de exposição ao mercado de curto prazo por insuficiência de geração ou em função de possuir a autoprodução em submercado diferente da carga, o autoprodutor se equipara integralmente a um consumidor e, dessa forma, não deve fazer jus à redução de encargos setoriais associadas a essa parcela. Dessa preocupação em dar o incentivo adequado à autoprodução resulta a adição da compra de energia elétrica de terceiros ao consumo total como base de apuração do consumo líquido, a partir da qual se subtrai a energia autoproduzida. Note-se que em caso de compra de terceiros igual a zero, o

autoprodutor teria seu consumo líquido para efeito de encargos setoriais apurados pela comparação entre energia elétrica autoproduzida e consumo total.

3.25. No §6º, com vistas a assegurar a previsibilidade da decisão de autoprodução, a energia elétrica autoproduzida é definida como a garantia física do empreendimento de autoprodução. Travar a energia elétrica autoproduzida na garantia física é uma forma de aumentar a previsibilidade do fluxo de caixa do autoprodutor. Para os casos de usinas sem garantia física, adota-se a geração verificada em termos anuais.

3.26. No §7º, combina-se a apuração da energia elétrica autoproduzida com as hipóteses de destinação da energia elétrica autoproduzida dentro das participações societárias cruzadas, estabelecendo a aplicação das razões daí resultantes na apuração dos recursos a serem utilizados na apuração do consumo líquido. Além disso, esse parágrafo dá tratamento à venda do autoprodutor a terceiros, prevendo que elas sejam descontadas da apuração do recurso disponível ao abatimento de encargos. Esse dispositivo se presta ainda ao tratamento de outorgas que possuem parte da garantia física alocada a autoprodução e parte à livre comercialização da energia. Caso a venda a terceiros seja menor do que a garantia física destinada à livre comercialização, a parcela da garantia física destinada à autoprodução pode ser utilizada integralmente para abatimento de encargos setoriais. Por outro lado, caso a venda a terceiros seja em volume tal que utilize como lastro inclusive a parcela da garantia física destinada à autoprodução, o comando prevê o abatimento dessa parcela destinada à venda a terceiros.

3.27. Os arts. 14-B e 14-C esclarecem questões associadas às outorgas para autoprodução. O art. 14-B prevê que as outorgas para autoprodutores sejam em regime de produção independente, de modo que a caracterização da energia autoproduzida se dê pela destinação dessa energia e não pelo tipo da outorga. Essa abordagem simplifica os processos de outorga e possibilita ao autoprodutor comercializar livremente a energia do empreendimento correspondente, ciente de que, ao realizar essa comercialização, a garantia física assim transacionada não pode ser utilizada no abatimento de encargos setoriais. O art. 14-C prevê a outorga conjunta de instalações de transmissão aos autoprodutores, replicando previsão existente aos geradores em regime de produção independente de energia de maneira a permitir empreendimentos de autoprodução que considerem inclusive o custo de implantação do sistema de escoamento da energia de forma integrada ao custo de instalação da usina.

3.28. Associada a essas alterações, propõe-se alteração do art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para que se repercuta o conceito do consumo líquido também na apuração dos custos da energia de reserva:

“Art. 3º-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei nº, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários 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 na parcela do consumo líquido, conforme regulamentação.”

3.29. Essa caracterização do regime de autoprodução torna dispensável o art. 26 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, de modo que é conveniente revoga-lo. Também cabe revogação do §2º do art. 2º da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que veda a venda de excedentes pelo autoprodutor, pois esse comando é incompatível com o regime ora proposto.

3.30. Por fim, considerando-se que se trata de um regramento para racionalização de incentivos à autoprodução, é importante destacar esse tema como elemento de coesão associado à ampliação do mercado livre, uma vez que a expansão da geração é um dos principais desafios



identificados no âmbito da CP 21. O tema ressoa também na alocação adequada de custos e na racionalização de incentivos, com esclarecimento das regras de enquadramento, de forma que a decisão de se tornar um autoprodutor não seja interpretada como uma mera alternativa ao não pagamento de determinados custos do setor elétrico.

## REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

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

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

3.33. Não obstante, como um instrumento de flexibilidade, foi mantida a previsão de que o Ministério pode reduzir os limites de acesso ao mercado livre além da trajetória prevista em lei, de modo que o segmento dos consumidores de baixa tensão poderá ser futuramente contemplado com a opção de migração, uma vez que a sustentabilidade do modelo esteja assegurada.

3.34. O aperfeiçoamento em tela requer alteração na Lei nº 9.074, de 1995, conforme abaixo, a qual deve ser acompanhada da revogação do §2º-A do art. 15, que perderia seu objeto diante do novo texto legal proposto:

“Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica. §1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 2000 kW.

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

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

§4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 400 kW.

§5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 75 kW.

§6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.” (NR)

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

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

“Art. 26. ....

.....

§5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do **caput** deste art., os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do [art. 15 da Lei nº nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem. (NR)

§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017.

§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.

.....” (NR)

3.37. No que tange à nova disciplina introduzida no mercado especial, o tema da ampliação do mercado livre possui estreita relação com a dimensão associada à correção de incentivos aos agentes e à correta alocação de custos.

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

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

## GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

### DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

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

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

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

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

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

3.43. O exercício dessa possibilidade pelo Ministério ampliaria as estratégias de gestão de risco disponíveis aos agentes.

3.44. Para tanto, em relação aos consumidores do mercado livre, é preciso alterar o art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995:

“Art. 15 .....

.....

§7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.

.....” (NR)

3.45. Essa mudança também repercute no art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, com supressão do termo totalidade:

“Art. 3º .....

.....

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

.....” (NR)

3.46. No que tange aos consumidores regulados, é apropriado ajustar o art. 2º da Lei nº 10.848, de 2004, prevendo a flexibilização pelo Ministério de Minas e Energia:

“Art. 2º .....

.....

§1º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o caput a percentual inferior à totalidade da carga.

.....” (NR)

## **POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO**

3.47. A segunda proposta de destravamento é associada à redução de custos sistêmicos no gerenciamento de pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão. A proposta traz a possibilidade de criação de uma liquidação centralizada da transmissão, desde que essa centralização resulte em redução de custos sistêmicos.

3.48. A proposta também exige alteração da Lei nº 9.074, de 1995, desta vez no art. 17:

“Art. 17 .....

.....

§9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.

§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.

§11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.

§12. Após instituição da centralizadora de contratos:

I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadrado no §9º;

II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.” (NR)

3.49. No §9 fica estabelecida a possibilidade de centralizar os contratos de transmissão, desde que resulte em redução de custos sistêmicos. No §10 define-se a alocação dos custos associados a essa centralização.

3.50. O §11 permite que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica atue como centralizadora dos contratos de transmissão. Nesse ponto, cabe enfatizar a necessidade de redução dos custos sistêmicos como condição para a centralização. Por exemplo, diante de eventual aumento de custos tributários em função da intermediação pela CCEE, em função da interrupção da cadeia de compensações de créditos, a centralização não deverá ser realizada se o benefício não resultar em resultado líquido positivo para o sistema.

3.51. O §12 estabelece a faculdade de os titulares das instalações de transmissão contratadas antes da criação da centralizadora aderirem ao fluxo de pagamentos e recebimentos centralizados. Já em relação às instalações de transmissão contratadas após instauração de centralizadora, a contratação centralizada seria obrigatória.

## **REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO**

3.52. Em um mercado de energia, é fundamental o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes, e que se desviem o mínimo possível da realidade operativa. A escolha da melhor forma de atingir essa credibilidade é tema típico de discussão técnica infralegal. Cabe à legislação a definição de um escopo abrangente o suficiente para comportar alternativas que busquem o máximo acoplamento entre operação, formação de preços e planejamento energético.

3.53. Nesse contexto, como instrumento de flexibilidade, as propostas abaixo criam a *possibilidade* de o sistema trabalhar com modelos de despacho centralizado por custo ou por ofertas de preço dos agentes, explicitando nesse caso a necessidade de mecanismos de monitoramento de mercado para combater práticas lesivas à concorrência. Este é um tema complexo para o qual uma eventual proposta de despacho por ofertas de preços no Brasil deveria ser customizada à característica de nossa matriz e que não se esgota na proposição feita nesta consulta.

3.54. Os compromissos explícitos assumidos são: (i) utilização de preços com intervalo máximo horário até 2020, pois esse é um elemento de coesão importante para um mercado mais liberalizado que independa da opção de despacho; e (ii) abertura de códigos e algoritmos de ferramentas computacionais de suporte à formação do preço, ao planejamento e à operação. Estes itens foram amplamente convergentes com as contribuições dos agentes na consulta pública sobre governança dos modelos computacionais no Brasil.

3.55. Outras questões também são colocadas. São os casos das possibilidades de oferta de preços também para prestação de serviços ancilares e de as garantias financeiras preverem aporte diário para fechamento de posições.

3.56. Também se propõe a alteração do dispositivo que prevê o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE para mitigação do risco hidrológico como item a ser considerado na operação. A proposta é destacar o caráter eventual de um mecanismo dessa natureza, uma vez que um modelo de oferta de preço, por exemplo, poderia tornar esse mecanismo disfuncional ou desnecessário.

3.57. A previsão de fechamento diário de posições mediante aporte de garantias tende a reduzir o risco de inadimplência nas liquidações, mesmo que os intervalos de liquidação continuem dilatados. O fechamento diário atua também como um estímulo para a contratação antecipada e é mais compatível com a granularização temporal do preço para intervalos horários. Esses benefícios associados a uma nova modelagem de garantias financeiras e à definição da fronteira entre atacado e varejo, são elementos fundamentais para a eventual criação de uma bolsa pelo mercado, com negociações padronizadas e funções de liquidação (*clearing house*).

3.58. Uma bolsa pode (i) contribuir para alternativas de expansão do sistema diretamente pelo ambiente livre, (ii) aumentar a credibilidade dos preços neste ambiente, (iii) retirar pressão sobre a obrigação de contratação de energia como ferramenta de segurança e (iv) tornar ainda mais sustentável a separação de lastro e energia como ferramenta principal de suprimento de confiabilidade sistêmica, paga por todos como bem comum.

3.59. De qualquer forma, tanto o tema dos serviços ancilares quanto os temas das garantias financeiras do mercado de curto prazo e do mecanismo de realocação de energia devem ser tratados em regulação infralegal. Por isso os comandos propostos agem no destravamento desses temas, permitindo escolhas dinâmicas que garantam a sustentabilidade do setor.

3.60. Objetivamente, as propostas são traduzidas em alteração do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004:

“Art. 1º .....

.....

§4º .....

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B;

.....

§5º .....

.....

II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR)

§5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários.

§5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de:

I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou

II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas.

§5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos.

§6º .....

II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias;

.....” (NR)

3.61. O inciso I do §4º busca o máximo acoplamento entre operação e formação de preço, destacando que o modelo usado na formação preço deverá também guiar a operação. É claro que poderão ocorrer desvios entre operação e preço. Contudo, no mínimo, a mesma regra geral deve ser observada.

3.62. As alterações do §5º estabelecem a eventualidade do MRE e a possibilidade serviços ancilares por preço. No §5º-A é assumido o compromisso de preços horários até 2020. No §5º-B criam-se as alternativas de formação de preço e, conseqüentemente, de despacho. No §5º-C é estabelecida a transparência dos códigos e algoritmos dos modelos computacionais de preço, operação e planejamento. No §6º é estipulada a possibilidade de fechamento diário de posições no mercado de curto prazo mediante aporte de garantia.

**POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO**

3.63. Na mesma direção da proposta anteriormente feita para centralização dos pagamentos e recebimentos da transmissão, propõe-se a centralização dos contratos regulados de energia. Nesse caso, todavia, os benefícios da centralização vão além da redução no custo de transação.

3.64. A contratação da energia regulada não possui ferramentas ativas de gestão do risco de preços da contratação, de modo que os portfólios atuais possuem características e assimetrias completamente independentes da eficiência das empresas. Isso distorce a potência dos incentivos que as empresas possuem para combate às perdas e inadimplência, por exemplo, além de gerarem diferenças de preço de energia não gerenciáveis, afetando inclusive os incentivos à migração para o mercado livre, o que tende a acentuar problemas de sobrecontratação nas empresas com tarifas de energia mais caras, num movimento pró-cíclico e insustentável que se comunica inclusive com a alocação correta de custos, a ser tratada adiante. Mesmo que a sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores seja tratada como um custo sistêmico a ser pago por todos os consumidores, o desbalanceamento no preço dos portfólios fará com que todas as empresas com custos elevados tenham máxima migração e todas com custo circunstancialmente mais baixos tenham mínima migração. Isso faria com que a sobrecontratação involuntária a ser aliviada sempre fosse ao preço mais caro, o que certamente reduziria a possibilidade desse custo ser neutro ou inexistente. A centralização adequa o poder de incentivos às empresas e mitiga esses desequilíbrios.

3.65. A centralização permite, portanto, uma administração mais eficiente dos contratos legados, sendo elemento importante para lidar com a ampliação do mercado livre, pois permite compensações mais instantâneas de posições contratuais das quantidades demandadas pelas distribuidoras e distribui melhor os efeitos de eventuais reduções das

energias compulsórias ou da aplicação de mecanismos de alívio de sobrecontratação. Também é medida alinhada com a redução da responsabilidade das distribuidoras na função de comercialização, por meio de menor exposição individual ao risco não gerenciável de preço, além da tendência de redução da participação da energia na receita total das distribuidoras, como efeito da ampliação do mercado livre, da redução de energias compulsórias e da neutralização de efeitos da migração por meio dos mecanismos de alívio.

3.66. Ressalta-se que a proposta de centralização não altera a responsabilidade da distribuidora na declaração de quantidades para atendimento ao seu mercado, não obstante esse risco venha a ser minorado pela neutralização dos efeitos da migração.

3.67. Vale notar ainda o relacionamento desse tema com a questão da expansão com separação de lastro e energia, a ser apresentada à frente. Uma vez que a expansão nesses moldes seja operacionalizada, a compra de energia para as distribuidoras tende a ser em produtos semelhantes aos negociados na energia existente, que são mais flexíveis para responder a eventuais movimentos migratórios que gerem sobrecontratação.

3.68. Esse tema enseja alterações no art. 2º da Lei nº 10.848, de 2004, conforme abaixo:

“Art. 2º .....

.....

§2º A contratação regulada de que trata o caput deste art. deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição ou pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos, devendo ser observado o seguinte:

.....

§2º-B A centralizadora de contratos poderá representar as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição nos CCEAR celebrados com concessionárias ou autorizadas de geração.

§2º-C O poder concedente estabelecerá as obrigações das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição e de geração e da centralizadora de contratos, na formalização de que trata o §2º.

§2º-D Poderá ser transferida à centralizadora a representação das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição no pagamento da energia elétrica proveniente:

I – das cotas de garantia física de energia e de potência, adquirida junto à usina hidrelétrica prorrogada ou licitada nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II – dos empreendimentos de que trata o art. 11 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009;

III – de Itaipu, adquirida na forma da Lei nº 5.899 de 5 de julho de 1973, exceto no caso de comercialização nos termos do art. 14-A.



§2º-E Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, assegurado o repasse tarifário, conforme regulamento.

§2º-F Os custos de aquisição da energia para a qual a centralizadora exerça representação serão repassados às tarifas de energia dos consumidores das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição pelo preço médio ponderado dessa energia, conforme regulamento.

§2º-G A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente, desde que esta opção não tenha mais custos tributários do que a contratação de outra empresa por meio de licitação.” (NR)

3.69. O §2 prevê a possibilidade de os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado serem firmados por pessoa jurídica centralizadora de contratos. Os §§ 2º-B, 2º-C, 2º-E e 2º-G estabelecem diretrizes para a centralizadora, instituindo responsabilidades e delegando matérias para tratamento infralegal. Destaca-se, nesse conjunto, a possibilidade de a CCEE atuar como centralizadora, desde que isso não implique aumento de custos. Importa dizer que essa mesma centralizadora seria a responsável por contratar o lastro, separado da energia, como se verá adiante.

3.70. Os §§ 2º-D e 2ºF atuam na redução de assimetrias do custo da energia e no compartilhamento dos efeitos de gestão dos legados ou de redução de energias compulsórias. O §2º-D estabelece a migração das energias compulsórias para a centralizadora. O §2º-F prevê que a centralizadora repasse os custos de aquisição para as distribuidoras, e, conseqüentemente para a tarifa, pelo preço médio de contratação. Esse comando tem rebatimento na Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, para ajustar a contratação de Angra 1 e 2 ao novo arranjo:

“Art. 11-A. Na contratação de Angra 1 e 2 na forma prevista pelo §2º-D do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Eletronuclear deverá desistir, de forma expressa e irrevogável, da alternativa de comercialização da geração de Angra 1 e 2 prevista no art. 11.” (NR)

## POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

3.71. O último tema a ser tratado nas medidas de destravamento trata da possibilidade de contratação da confiabilidade (ou *adequabilidade*) sistêmica separada da gestão do risco comercial de cada agente, que vem sendo discutida no setor como a contratação separada de lastro e energia. Esse tema aborda um dos principais desafios do desenho de qualquer mercado de energia, que é a expansão do sistema. O modelo atual apresenta uma distorção na alocação de custos da expansão, que é suportada majoritariamente pelos consumidores regulados, de modo que o mercado livre depende das sobras exportadas pelo segmento regulado ou da parcela remanescente da garantia física dos empreendimentos novos não contratada nos leilões regulados. Ou seja, mesmo que mantido o tamanho do mercado livre, existe uma distorção vigente, que será crescente com o tamanho da sua ampliação.

3.72. Trata-se, portanto, da possibilidade de estabelecer um mecanismo capaz de corrigir, inicialmente, a alocação dos custos relacionadas ao produto “confiabilidade”, que, na ausência da resposta da demanda por todos os consumidores, é um bem *comum* e, portanto, deve ser custeado por todos seus beneficiários. Nesse sentido, sua contratação é realizada de forma *centralizada* pelo Poder Concedente.

3.73. Para o gerador, a remuneração pelo “lastro” possui como contrapartida um *compromisso* de entrega de confiabilidade ao sistema, por exemplo medido como declarações

de *firmeza* para o despacho operativo. Esta remuneração representa só o primeiro dentre os fluxos de caixa que ele capturará na estrutura de sua remuneração total. A comercialização de sua energia passa a ser de sua *gestão individual* e os contratos de energia são instrumentos financeiros, de gerência de riscos, contra a volatilidade de preços do mercado de energia. Raciocínio análogo poder-se-ia aplicar aos consumidores, o que explica a existência da flexibilização na obrigação de contratar anteriormente introduzida. Em ambos os casos, a obrigação de contratar energia, se desejada, poderia ser aplicada a um segmento de mercado específico (regulado, usualmente) e como *hedge* de preços. Neste ponto é importante esclarecer que:

- Uma obrigação de contratar energia na totalidade do consumo dos consumidores, associada à obrigação de contratar lastro, significa uma comercialização concomitante dos dois produtos, algo similar ao o modelo atual do Brasil, embora neste caso os dois produtos apenas não seriam comercializados de forma integrada, mas sim separados;
- A não existência de obrigação de contratar energia significa deixar todos os consumidores expostos aos preços de curto prazo e às negociações voluntárias de contratos em bolsas;
- Para não produzir instabilidade tarifária, é razoável assumir que a obrigação de contratação de energia com antecipação e por meio de processos centralizados pode ser mantida para certas classes de agentes, como por exemplo, distribuidoras ou comercializadores *default* servindo consumidores regulados podem ter obrigação de possuir um determinado percentual de sua carga coberta por contratos negociados em leilões.

3.74. Ressalta-se também que a separação entre lastro e energia *não* é a solução para a financiabilidade da geração no Brasil e sim para a organização da compra da confiabilidade sistêmica e valoração clara das contribuições do gerador às diferentes necessidades do consumidor. Sob a ótica da financiabilidade, o lastro reconhece o valor da contribuição à confiabilidade de cada projeto, mas seu valor *pode ser inferior* à necessidade total de remuneração que um projeto necessita para se viabilizar. Dessa forma, é essencial a existência de um mercado de contratos de energia como “facilitador” de liquidez e solvabilidade.

3.75. Ou seja, a robustez do preço no mercado livre é elemento relevante para que essa separação se torne efetiva e menos dependente de contratações de longo prazo da energia, conforme medidas de aprimoramento já apresentadas e que compõem um conjunto coeso com a separação de lastro e energia.

3.76. As diretrizes para a contratação de lastro também podem ser ferramentas importantes para consideração dos atributos das fontes de energia, permitindo a valoração adequada da contribuição de cada empreendimento ao sistema e a consequente redução de subsídios. Ou seja, a separação de lastro e de energia pode substituir estruturas de incentivo disfuncionais, favorecer a homogeneização do produto energia e trazer racionalidade para a valoração de externalidades dos empreendimentos, incluindo a definição de produtos que permitam internaliza-las e criar um mercado para os mesmos. A valoração da externalidade é, evidentemente, condicionada à existência de ferramentas, inclusive computacionais, que permitam que as mesmas sejam calculadas de forma não enviesada pelos órgãos competentes.

3.77. Essa medida também atua na adequação das responsabilidades das distribuidoras, uma vez que parte do custo da expansão passa a ser alocado a todos e a contratação da energia passa a ser mais flexível e adaptável ao crescimento do mercado livre.

3.78. Do ponto de vista formal, a implementação da separação de lastro e energia exige alteração da Lei nº 10.848, de 2004:

“Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.

.....

§4º Será vedada a contratação da reserva de capacidade de que trata o §3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.

.....” (NR)

“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§1º A contratação de que trata o **caput** ocorrerá por meio da centralizadora de contratos prevista no art. 2º.

§2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o **caput** e as diretrizes para a realização das licitações.

§3º Os custos da contratação de que trata o **caput** serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.

§4º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o **caput**.

§5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear.

§6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.

§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:

I - confiabilidade;

II – velocidade de respostas às decisões de despacho;

III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;

IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;

V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e

## VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência."

3.79. O caput do art. 3º estabelece a competência do Poder Concedente na definição do lastro a ser contratado e traz diretrizes associadas ao conceito de lastro. O §4º desse artigo veda novas contratações de energia de reserva tão logo a contratação de lastro seja implantada. Isso porque a justificativa para contratação de reserva é superada pelo conceito de agregação de confiabilidade associada à contratação de lastro.

3.80. O art. 3º-C estabelece os ditames do procedimento de contratação de lastro facultada ao poder concedente. O seu §1º define a contratação por meio da centralizadora dos contratos de energia, apresentada no tema anterior. O §2º estabelece competências ao Poder Concedente para definição de diretrizes gerais de contratação. Os §§ 3º e 4º definem que o lastro será cobrado por encargo rateado da mesma forma do que a energia de reserva e que a centralizadora será responsável pela gestão dos recursos arrecadados e pelos pagamentos. O §6º estabelece a obrigação de uma regra explícita de contratação de lastro, de modo a trazer previsibilidade e transparência ao processo. O §7º lista, de forma exemplificativa, atributos a serem considerados na contratação do lastro, de maneira a valorar adequadamente a contribuição dos empreendimentos a serem contratados. Por fim, o §5º relaciona-se com a possibilidade de contratar lastro das usinas nucleares nacionais.

3.81. Mais detalhes para a definição do produto lastro ficariam para regulamento, inclusive em relação aos compromissos que devem ser assumidos pelos geradores com o despacho, por exemplo, em termos de mecanismos para estimular e penalizar a disponibilização de sua *firmeza* no despacho operativo. A proposta traz as condições e contornos fundamentais para que esse regulamento seja criado, além de tratar a alocação de custos com força de lei, aumentando a segurança jurídica dessa alocação.

## **GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO**

### **SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE**

3.82. Esse tema aborda a administração dos efeitos da ampliação do mercado livre e serve de fundamento para a transição do modelo comercial, com redução das rigidezes contratuais presentes no segmento regulado.

3.83. Existem diversos mecanismos de alívio e flexibilidade disponíveis para as distribuidoras adequarem seus níveis de contratação em função da migração de consumidores ao ambiente livre. Não obstante, esses mecanismos possuem eficácia limitada, tendo em vista a rigidez presente nos contratos de energia nova ou nas energias compulsórias alocadas ao ambiente regulado.

3.84. A redução das energias compulsórias já contratadas e a recuperação do modelo de comercialização livre para as usinas hidrelétricas após vencimento da concessão serão temas tratados adiante e que constituem instrumentos relevantes para comportar o crescimento do mercado livre sem que isso pressione a sobrecontratação das distribuidoras.

3.85. A contratação da expansão com separação de lastro e energia, o que permite a compra de energia de forma mais flexível para as distribuidoras, capaz de responder às migrações, também compõe esse conjunto de medidas. Isso sem contar os mecanismos já existentes na regulação, que exigem o máximo esforço por parte das concessionárias de distribuição para que se reconheça a involuntariedade das posições contratuais, e as alterações recentes promovidas pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que possibilitam a recontração de blocos de energia existente flexível pelas distribuidoras e a venda de excedentes para o mercado livre.

3.86. Justamente nessa última ferramenta trazida pela Lei nº 13.360, de 2016, de venda de excedentes ao mercado livre, se inicia a proposta de equacionamento da sobrecontratação decorrente de ampliação do mercado livre, por meio de novas alterações na Lei nº 9.074, de 1995:

“Art. 4º .....

.....

§13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender, em mecanismo centralizado estabelecido conforme regulação da ANEEL, contratos de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado com:

I - consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei nº, afastada a vedação de que trata o inciso III do §5º;

II – comercializadores;

III – agentes de geração; e

IV – autoprodutores.

§14. O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §13 será alocado aos custos de que trata o art. 16-B, limitado ao montante equivalente ao excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16.  
” (NR)

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

Art. 16-B Os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica.

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

§2º Deverá ser considerado no cálculo dos custos de que trata o **caput** o resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §13 do art. 4º.

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

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

3.87. O §13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, é alterado em relação à emenda aprovada na Lei nº 13.360, de 2016, para prever o caráter centralizado da venda de excedentes, em linha com a centralização dos contratos, não obstante as concessionárias de distribuição devam permanecer, no entendimento do Ministério, responsáveis pela declaração dos montantes a serem vendidos.

3.88. A alteração também torna mais clara a abrangência dos compradores elegíveis à venda de excedentes, o que aumenta a segurança jurídica dos negócios realizados sobre esse regime e a eficácia do mecanismo.

3.89. O §14, por sua vez, prevê que a parcela da venda de excedentes que possa ser atribuída à sobrecontratação por migração de consumidores ao mercado livre, que não tenha conseguido alívio nos demais mecanismos de adequação do nível contratual, não deve ser ônus nem bônus da concessionária de distribuição, assegurado o repasse às tarifas.

3.90. O art. 16-B, por sua vez, disciplina esse repasse às tarifas, mediante a criação de um encargo pago por todos os consumidores. A alocação poderia ser a feita para os consumidores que permanecem regulados, mas isso geraria um efeito pró-cíclico na migração pela distorção dos incentivos disponíveis a essa decisão, o que seria danoso inclusive ao mercado livre por meio da seleção de consumidores que não têm perfis de negociação nesse ambiente.

3.91. Alternativamente, a alocação poderia ser feita apenas para os novos migrantes, caso esses fossem entendidos como causadores do custo. Mas, além desse arranjo, no limite, tornar a decisão de migração indiferente, neutralizando o incentivo de gestão de risco na compra da energia, não é coerente com a iniciativa de alocar os custos da maneira mais justa, pois ignora o fato de as migrações anteriores terem se beneficiado de uma estrutura inadequada de expansão do sistema baseada em sobras do regulado, como será detalhado adiante.

3.92. Em relação à neutralização de efeitos, esta operaria da seguinte forma: o preço que o consumidor compraria no mercado livre teria valor esperado igual ao preço de venda dos excedentes das distribuidoras, de modo que o resultado econômico final seria o pagamento do mesmo valor global da tarifa de energia. Se o consumidor ganhasse no preço da energia ao migrar, a distribuidora perderia, no limite, o valor equivalente a esse ganho na venda de excedentes, compensado o ganho do consumidor migrante no preço. Se o consumidor perdesse com a migração, a venda de excedentes geraria resultado positivo que compensaria a perda no preço.

3.93. A alocação a todos os consumidores do resultado da venda de excedentes se funda no fato de que os contratos legados possuem o custo implícito do lastro e o peso da expansão realizada no passado, que continha um subsídio ao mercado livre. A proposta de alocar o resultado para todos os consumidores é uma forma de compensar, portanto, esses desequilíbrios, mediante mecanismo que revela a mercado, com a reciclagem da energia sobrecontratada, a necessidade de complementação da receita necessária para custeio dessa expansão já contratada e para remuneração do custo implícito do lastro.

3.94. A proposta evita a necessidade de estabelecimento de parâmetros regulatórios de desagregação do preço atualmente praticado nos contratos legados (*unbundling*), que seria um mecanismo artificial de realocação de custos, e dispensa a alocação dos legados como energia compulsória aos agentes de mercado, proposta que foi feita no âmbito da CP 21.

3.95. Assim, o excesso de energia associado à migração pode ser vendido pelo preço que o mercado estiver pagando, conforme prazos e características a serem reguladas pela

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e ter seus resultados neutralizados de forma sistêmica. Imaginando um cenário extremo de sobrecontratação involuntária oriunda da migração de 1.800 MWm - lembrando que a parcela não involuntária ou aliviada não entraria nessa conta – em uma carga total de 60.000 MWm, mesmo perdendo R\$ 50/MWh vendido de excedente, o custo do encargo não passaria de R\$ 1,50/MWh. A medida que o preço se tornar cada vez mais ajustado e crível, o portfólio regulado mais flexível, as energias compulsórias forem reduzidas e a carga recuperar seu crescimento, a tendência é que a venda de excedentes resulte em custos ainda menores. Trata-se, portanto, de uma proposta com baixo risco para o conjunto de consumidores e com adequação conceitual em relação à correção de incentivos à migração e à alocação justa de custos de transição do modelo.

3.96. De qualquer forma, considerando os pesos distintos da energia no custo final de cada consumidor, será proposto adiante a antecipação dos movimentos redistributivos da Conta de Desenvolvimento Energético entre os níveis de tensão e regiões do país.

3.97. O art. 16-A se refere ao encargo associado à CONTA-ACR. A CONTA-ACR é um instrumento de financiamento de despesas com compra de energia. Trata-se, portanto, da liquidação presente de uma despesa passada incorrida pelas concessionárias de distribuição para atendimento aos seus consumidores. Nesse sentido, não se cuida de uma componente estrutural de alocação de custos, como seria a venda de excedentes, mas de um custo conjuntural que não deve constituir razão para decisões perenes de migração ao mercado livre e, menos ainda, ser um reforço pró-cíclico para migrações não orientadas por decisões de gerenciamento de riscos de compra de energia. Para um custo dessa natureza, o mais correto é manter o pagamento pelos consumidores até a extinção do encargo, independentemente da decisão futura que venham a tomar a respeito da opção de contratação de energia, tornando a CONTA-ACR indiferente em relação a essa opção.

3.98. O art. 16-C trata da gestão desses encargos, que poderia ser feita pela CCEE.

## DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS

3.99. O segundo tema associado ao grupo de alocação de custos e racionalização envolve compromissos que se comunicam com a revisão dos incentivos às fontes renováveis, com a geração distribuída e com a valoração adequada das externalidades providas pelas diversas alternativas de suprimento, ampliando as possibilidades de precificação dessas externalidades e benefícios em substituição aos subsídios e modelo inadequados atualmente presentes.

3.100. As propostas são constituídas de diretrizes para fixação de tarifas, em complemento a identificação de atributos apresentada na separação de lastro e energia e às medidas para aumento da granularidade temporal e espacial do preço, bem como de sua credibilidade.

3.101. Para tanto, são propostas alterações na Lei nº 9.427, de 1996:

“Art. 3º .....

.....

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

.....

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

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

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

.....” (NR)

“Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e

II – podem prever tarifas diferenciadas por horário.

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Art. 15-B A fatura de energia elétrica deverá discriminar, para qualquer tensão de fornecimento:

I - as tarifas segregadas de que tratam o inciso I do art. 15-A; e

II – os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de transmissão de energia elétrica, às perdas de energia de energia e aos encargos setoriais. ”

3.102. As alterações do art. 3º se prestam a estabelecer diretrizes para a consideração de sinal locacional também na distribuição e consideração de eventuais benefícios da geração próxima da carga. Essas são formas de racionalizar a remuneração de externalidades, viabilizando fontes pelo mérito que agregam ao sistema, em vez de subsídios não transparentes e que não manifestam adequadamente os incentivos para inserção virtuosa das alternativas de suprimento energético.

3.103. O caput do art. 15-A e seus dois incisos atuam no aspecto informacional e de transparência na formação das tarifas, aspectos que são reforçados pelo art. 15-B. Entretanto, seu objeto principal é a autorização legal para definição de tarifas diferenciadas por horário, dando segurança jurídica à regulação da matéria. Tarifas horárias são mais um instrumento para valoração adequada da energia já que, além de tornarem o consumo mais eficiente por meio de um maior acoplamento com o sinal de preço e com a operação, podem agregar valor à geração capaz de atender as horas críticas do sistema.

3.104. O §1º do art. 15-A estabelece a tarifa binômia, deixando o detalhamento da matéria para regulação. A única diretriz colocada é que o componente de uso da distribuição e da transmissão (ressalvado encargos tarifários e perdas) não seja cobrado por unidade de energia, de modo a direcionar a regulação para a definição de um parâmetro de cobrança não volumétrico. A cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou micro e mini geração distribuída, pois cada economia no



consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede, em um segundo momento, se transforma em transferência do custo evitado aos demais consumidores. Conseqüentemente, há incentivos para que o consumidor invista individualmente em um montante de geração distribuída além do ótimo sistêmico.

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

3.106. O §2º do art. 15-A estabelece prazo até 2021 para a implantação da tarifa binômia para todos os consumidores, tempo que permite a associação desse movimento a outras mudanças capazes de valorar adequadamente os benefícios da geração distribuída e até o sinal locacional.

## **SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS**

3.107. Esse tema possui forte vínculo com a correção dos incentivos à migração para o mercado livre, conforme abordado na seção que propõe a redução dos requisitos de acesso à energia convencional com a conseqüente extinção do segmento especial. O tema também se relaciona com os esforços de valoração explícita de atributos, benefícios e externalidades das fontes, além da melhor representação do preço, em termos espaciais e temporais.

3.108. Atualmente, a Lei nº 9.427, de 1996, prevê que determinadas fontes de geração de energia fazem jus a descontos nas tarifas de uso de transmissão e de distribuição, desconto esse incidente na produção e no consumo. Independentemente do mérito do incentivo, a forma é disfuncional, pois estimula os agentes a buscarem negócios que maximizem o desconto no fio, de maneira a gerar a maior captura de renda na fixação do preço bilateral de compra e venda dessa energia incentivada, mesmo que essa negociação exija a administração de uma carteira de clientes mais complexa, com maior custo de transação.

3.109. Ou seja, os vendedores de energia incentivada acabam se distanciando de consumidores que pagam pouco fio, mas que tornariam sua gestão comercial mais sólida e melhorariam seus recebíveis, pois esses consumidores possuem menos renda a ser extraída em função do desconto. Por outro lado, esse desconto no fio se torna despesa da CDE, que é cobrada na proporção do consumo de energia, impactando a eficiência alocativa como um todo, o que já foi discutido antes.

3.110. Dessa forma, os descontos e os negócios se concentram em consumidores de tensão baixa, nos quais a despesa de fio é mais representativa. A existência de uma reserva de mercado para essas fontes incentivadas aumenta a distorção e as disfuncionalidades do mecanismo.

3.111. Assim, a primeira dimensão da proposta é alterar a sistemática de incentivo. Em vez de descontos nas tarifas de rede incidentes na produção e no consumo, prevê-se o pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado. Para quem já possui outorga, permite-se a adesão a esse novo modelo. A vinculação à quantidade fisicamente produzida, ainda que não observe o benefício temporal ou espacial da geração, é ao menos um incentivo à produtividade e à eficiência dos

equipamentos. Com a implantação das medidas de valoração de atributos e externalidades e a melhor representação do preço, essa disfuncionalidade ainda presente no prêmio seria superada.

3.112. Daí emerge a segunda dimensão da proposta, qual seja, o estabelecimento de um prazo final para a concessão de prêmios de incentivo. As outorgas atuais gozariam de incentivo até o término de seu prazo. As novas outorgas seriam incentivadas até 2030, independentemente da data de entrada em operação. É esperado que até esse período a valoração de atributos esteja plenamente operacional, permitindo que cada empreendimento receba pelo seu valor aportado ao sistema.

3.113. Essas propostas resultam em alteração do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996:

“Art. 26. ....

.....

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

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

II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características:

I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;

II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);

III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:

I - corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;

II - será idêntico entre as fontes de que trata este art.; e

III – será pago ao titular da outorga.

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e

II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e

III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.” (NR)

3.114. O §1º-C estabelece a linha de corte a partir da qual as novas outorgas incentivadas deixarão de ter desconto nas tarifas de uso da rede. Os §§ 1º-D, 1º-E e 1º-F criam o prêmio de incentivo, estabelecem seu prazo, método de apuração e caracteriza os beneficiários. O ano de 2016 foi arbitrado como parâmetro para apuração do prêmio por ser o ano do histórico realizado com o máximo custo associado aos descontos. É importante que o ano de apuração seja travado para evitar que a adesão ao modelo de prêmio de incentivo seja postergada, o que poderia ocorrer em função de modelos de média móvel, por exemplo, pois as expectativas em relação ao comportamento dessa média viriam a influir na decisão. O §1º-G prevê a possibilidade de livre adesão dos geradores com outorgas vigentes ao novo modelo.

3.115. Espera-se que, no começo, as adesões se concentrem nos geradores que estejam ganhando menos do que a média na comercialização de sua energia, o que pode até aumentar marginalmente a CDE. O estímulo à adesão está estreitamente associado ao fim da reserva de mercado dos consumidores especiais. Maior velocidade no fim dessa segmentação e na homogeneização da energia negociada no ambiente livre tendem a acelerar esse movimento de migração para o modelo de prêmio.

3.116. A razão disso é que a contestação de preços da energia convencional pressionará para baixo a extração de renda associada a captura dos descontos incidentes no consumo, de modo que esse desconto pode acabar ficando todo com o consumidor ou não ser capaz de compensar a diferença de preço em relação à energia convencional. Nesse cenário, o prêmio de incentivo fará mais sentido para o gerador, pois criará um fluxo previsível de recebíveis da CDE, não sujeitos a flutuação por contestação no mercado.

## **RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE**

3.117. Esse tema trata da uniformização de alguns descontos pagos pela CDE, com percentual fixado em atos infralegais, e da criação de condicionantes para esses descontos, permitindo a comparação das diversas políticas públicas que recaem sobre a conta de energia – as quais deveriam idealmente competir por recursos do Orçamento Geral da União -, além do estabelecimento de um teto por unidade de desconto concedida e um limite global para esses descontos infralegais.

3.118. Esses movimentos estão em linha com a racionalização de subsídios, além de tornar a política pública de subsídio mais eficiente, a semelhança do que foi proposto em relação ao prêmio para as fontes incentivadas. Essas medidas complementam ainda os aperfeiçoamentos introduzidos pela Lei nº 13.360, de 2016, que atuaram na governança e transparência dos subsídios da CDE.

3.119. Para tanto, propõe-se alteração da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002:

“Art. 13-A A partir de 1º de janeiro de 2019, os descontos de que trata o inciso VII do art. 13, serão convertidos em reais por unidade de consumo de energia elétrica, nos termos deste art.

§1º A conversão de que trata o **caput** utilizará, como parâmetro, o valor desembolsado no ano de 2016.

§2º A soma do valor dos descontos de que trata o inciso VII do art. 13 não poderá ser superior ao valor desembolsado em 2016, corrigido pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica.

§3º O valor resultante da conversão, calculado na forma deste artigo, poderá ser corrigido anualmente pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica, respeitado o limite previsto no §2º.

§4º Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados:

I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e

II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.

§5º O disposto neste art. não se aplica aos descontos e ao prêmio de incentivo concedidos na forma dos §§1º, 1º-A e 1º-B, 1º-C, 1º-D, 1º-E, 1º-F e 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.”

3.120. O **caput** do art. 13-A estabelece a uniformização da notação dos descontos, que passariam a ser denominados em R\$/MWh, e do valor pago aos beneficiários, independentemente da área de concessão ou da tarifa final. O §1º estabelece o ano de 2016 como parâmetro de conversão. O §3º estabelece o teto unitário e a regra de reajuste que pode ser aplicada, desde que não seja infringido o teto global previsto no §2º. O §4º cria a possibilidade de condicionantes para a concessão de descontos, a serem detalhadas em medidas infralegais. O §5º esclarece que essas medidas não alcançam os descontos para as fontes incentivadas, que também estão sendo adequados.

3.121. Propõe-se ainda a revogação do §10 do art. 13, que não é operacional e que perdeu vinculação com as finalidades da CDE, além de se tratar de subsídio desnecessário, dada a sistemática de incentivos da Lei nº 9.427, de 1996, e as alternativas de valoração de atributos das fontes trazidas neste Nota Técnica.

## **RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS REGULADOS**

3.122. O último tema desse grupo atua sobre questões relativas a contratos regulados de energia. Primeiramente, propõe-se recuperar a separação dos conceitos de quantidade e disponibilidade, que foram esvaziados pelas alterações promovidas na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Coloca-se a contratação por quantidade como modalidade preferencial, além de caracterizar melhor o risco de exposição envolvido em cada tipo de contratação, que decorre da compra no mercado de curto prazo para atendimento ao contrato em função de o vendedor não ter sido despachado pelo operador do sistema.

3.123. Além disso, é proposta medida de eventual descomissionamento econômico de usinas termelétricas com custo variável unitário de operação superior ao preço teto do mercado de curto prazo. Não havendo comprometimento da segurança sistêmica, pode ser vantajoso aceitar a descontração de CCEARs com essa característica, pois os efeitos tarifários de eventual exposição decorrente dessa descontração tendem a ser mais baratos do que o custo de execução do contrato.

3.124. As propostas seriam implementadas mediante alteração da Lei nº 10.848, de 2004:

“Art. 2º .....

§1º Na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades:

I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação;

II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

.....”(NR)

“Art. 2º-D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato.

§1º O volume máximo a ser rescindido nos termos do caput, por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE observada a segurança do abastecimento.

§2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao mercado de curto prazo decorrente da rescisão de que trata o caput, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados, conforme regulamento.

§3º Caso os requerimentos de rescisão superem o volume máximo definido pelo MME, a ANEEL deverá priorizar a rescisão dos CCEARs de maior custo variável unitário de operação.

§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.”

3.125. O art. 2º conceitua as modalidades contratuais e a alocação de riscos. O art. 2º-D estabelece a faculdade aos geradores de requererem rescisão de seus contratos. O §1º do art. 2º-D prevê que a exposição decorrente da rescisão seria repassada às tarifas, observado o máximo esforço das distribuidoras, o que atuaria na redução dos custos finais aos consumidores regulados, além de tirar pressão sobre os legados. Os §§ 2º e 3º adicionam à rescisão a dimensão de segurança do abastecimento que deve ser observada, além de fixarem regra de priorização por maior custo variável.

## **GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO**

### **RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA TRANSMISSÃO**

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

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

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

3.129. A proposta exige alteração da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971:

“Art. 4º .....

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

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.

.....” (NR)

## DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

3.130. O tema da redução de energias compulsórias – como as cotas de garantia física e potência - tem conexão muito grande com o aumento da liquidez de mercado e flexibilidade do portfólio das distribuidoras em resposta à ampliação do mercado livre. Este tema, referido aqui como *descotização*, interage ainda com a alocação de custos e das rendas dos ativos do setor elétrico concedidos pela União.

3.131. Para esse tema, a abordagem mais didática é a apresentação da proposta de alteração da Lei nº 9.074, de 1995, e posterior discussão de cada um de seus pontos:

“Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do art. anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões, pelo prazo de 30 (trinta) anos, sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público.

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

.....

§5ºA privatização de que trata o **caput** deverá considerar:

I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão.

II - o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a:

a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração;

b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

§6º O percentual de ágio obtido na privatização deverá ser aplicado sobre o valor do pagamento da bonificação de outorga anual apurado nos termos do inciso II do §5º.

§7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para:

I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e

II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

§9º Quando a privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, na forma do §8º, abranger usinas hidrelétricas localizadas na Bacia do Rio São Francisco, a União deverá destinar parte do valor de que trata o inciso II do §8º a projetos de revitalização da Bacia do São Francisco.

§10. O valor e a forma de destinação de que trata §9º serão definidos por comitê gestor, instituído conforme regulamento, com valor e prazo fixados no Edital do Leilão, a partir das necessidades de recursos para a revitalização da Bacia do Rio São Francisco com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes.

§11. Quando precedida de cisão parcial ou constituição de subsidiária integral, é condição para a privatização na forma do §8º, que as despesas de caráter permanente da sociedade cindida ou da controladora sejam reduzidas ou transferidas à subsidiária integral em montante proporcional à receita oriunda dos ativos integrantes do patrimônio da sociedade resultante ou subsidiária a ser privatizada” (NR)

3.132. O caput do art. 28 e o §1º estabelecem o regime a ser aplicado a privatizações de ativos do setor elétrico, com destaque para o regime de produção independente de energia, o que já implica uma dissociação do regime de cotas das privatizações, que podem ser exercidas como instrumento de gestão de estatais para auxiliar e estimular o equacionamento de despesas por meio de desinvestimento.

3.133. O inciso I do §5º estabelece que as privatizações de geração deverão ser acompanhadas de pagamento de cota de CDE pelo vencedor do certame. A cota de CDE seria

calculada a partir da métrica de benefício econômico do novo contrato de concessão que acompanhar a privatização e equivaleria a um terço desse benefício.

3.134. O inciso II do §5º estipula que o valor restante (dois terços) do benefício econômico associado às privatizações de geração ficaria com a União, na figura de uma bonificação de outorga paga mensalmente. Para os casos de privatização de empresas de transmissão ou de distribuição, negócios nos quais a tarifa é regulada, não faria sentido colocar a obrigação de pagamento de CDE, de modo que todo o benefício econômico ficaria com a União. O §§6º estabelece a regra de repartição de ágio.

3.135. Do ponto do Ministério de Minas e Energia, o ideal seria uma destinação maior dos recursos das privatizações para a CDE e a atribuição de alguma parcela do benefício diretamente a empresa que estiver privatizando, pois isso permitiria um alívio maior dos custos repassados aos consumidores e criaria um maior incentivo aos controladores estatais em se desfazerem desse controle. Todavia, o MME não possui autonomia para decidir sobre o tema, de modo que se apresenta uma proposta com a alocação mais provável dos recursos da privatização.

3.136. O §7º estabelece a validade do regime de privatização também para as usinas cuja energia é atualmente comercializada pelo regime de cotas de garantia física e de potência. Nesse caso, estas cotas - uma energia compulsória alocada pelo custo e com risco hidrológico no consumidor - seriam retiradas da distribuidora e substituídas por uma nova compra de energia através de mecanismos existentes. A própria energia descotizada, agora comercializada pelo PIE, poderia refluir para o portfólio das distribuidoras. Em ambos os casos, o preço e características dos contratos desta energia seriam de mercado. Por exemplo, esta energia pode retornar às distribuidoras via contratos a preços fixos, sem a transferência do risco hidrológico. O mecanismo é de suma importância para atrair interessados nesse conjunto de ativos.

3.137. Por um lado, esse movimento teria implicações tarifárias para os consumidores regulados. Por outro lado, alocaria melhor o risco da geração e distribuiria parte da renda hidráulica a todos os consumidores via CDE, além de representar aumento da flexibilidade do portfólio preços mais realistas. Não obstante, mesmo que todo o volume de cotas das usinas prorrogadas, que são mais baratas, fosse descontratado de uma única vez e substituído por contratos com preço de R\$ 200/ MWh, o impacto nas tarifas dos consumidores regulados seria de no máximo 7%, considerando-se os níveis atuais de receita das distribuidoras e excluindo-se desse efeito o benefício decorrente da menor exposição ao risco hidrológico e da redução do encargo de CDE.

3.138. De qualquer forma, na hipótese de se desejar uma diluição dos efeitos tarifários, o próprio edital de privatização seria capaz de estabelecer uma trajetória ou até uma carência para desmobilização das cotas vigentes e adoção integral de um regime de livre comercialização, o que permitiria uma contratação fracionada e antecipada da energia existente necessária para recomposição do nível contratual das distribuidoras, reduzindo o risco de o preço recontratado ser excessivamente elevado.

3.139. Novamente, esse movimento atenderia melhor aos objetivos do MME se a maior parte dessa renda ficasse com o setor elétrico, readequando decisões alocativas associadas à renda hidráulica, que em 2013 ficou concentrada no mercado regulado, com concomitante redução na exposição ao risco dos consumidores.

3.140. O §8º estabelece um incentivo para privatizações de estatais federais até 2019, pois reduz a destinação do benefício econômico que ficaria com a União, o que na prática implica aumento do valor capturado pelos controladores da empresa privatizada.

3.141. Os §§ 9º e 10 tratam da possibilidade de estabelecer um compromisso adicional para privatização de empresas com geração na Bacia do São Francisco, com utilização de parte dos recursos da União. A ideia é que parte da outorga obtida pela União seja revertida na



recuperação da Bacia, com foco na recarga energética. Trata-se de medida de governo, que busca recuperar o rio, e que a longo prazo deve beneficiar também o setor elétrico, tendo em vista que essa recuperação ampliará o potencial gerador de energia nas usinas da Bacia.

3.142. O §11 estimula a privatização associada a redução de custos, dando o sinal para que a estatal desfaça-se de passivos junto com a venda de ativos.

3.143. A descotização tem reflexos também na Lei nº 12.783, de 2013, conforme abaixo:

“Art. 8º. ....

.....

§2º-A Caso a licitação ocorra sem a reversão prévia de bens, o poder concedente poderá facultar ao então titular da outorga não prorrogada vender os bens reversíveis ao vencedor da licitação de que trata os art. 8º e art. 8º-A, nos termos das condições e valores definidos no edital de licitação.

§2º-B Caso faça a opção pela venda de que trata o §2º-A, o então titular da outorga não prorrogada não fará jus à indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

§2º-C No caso de licitação de concessões de transmissão e de distribuição, a ANEEL definirá as condições de incorporação às tarifas dos bens vendidos nos termos do §2º-A.

§2º-D É condição para o exercício da opção de que trata §2º-A a apresentação pelo então titular da outorga na prorrogada de termo de anuência quanto às condições e valores definidos no edital de licitação.

§2º-E O edital de licitação poderá prever que o vencedor da licitação deduza do valor de venda definido no edital os créditos que tenha do então titular da outorga não prorrogada.

.....

§6º-A Aplica-se à licitação de que trata o **caput** o disposto no art. 28 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.” (NR)

“Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas.

Parágrafo único. Na licitação de que trata o **caput**, não se aplica o disposto nos §3º, §8º e §9º do art. 8º e inciso III do art. 2º-A da Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997.”

3.144. Nos §§ 2º-A ao 2º-E, define-se a possibilidade dos proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos (ou seja, do direito de terem esses ativos remunerados via tarifa ou indenizados) ao vencedor da licitação da nova concessão, com possibilidade de abatimento de créditos entre as partes e regulação da ANEEL a respeito de como essa venda seria incorporada às tarifas.

3.145. O §6º-A faz com que a regra de privatização da Lei nº 9.074, de 1995, seja aplicada, no que for cabível, à licitação das concessões não prorrogadas, o que inclui a repartição dos benefícios econômicos do novo contrato de concessão.

3.146. O art. 8º-A, por sua vez, estipula que, a partir de 2018, não será mais possível prorrogar usinas em regime de cotas, uma vez que todas as usinas vencidas deverão ser licitadas. O parágrafo único impede que essa licitação esteja associada a contratos de cotas, uma vez que essa prática é incompatível com a flexibilidade necessária ao modelo em resposta à ampliação do mercado livre. É mantida, todavia, a possibilidade de cobrança de outorga na licitação dessas usinas.

### ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE

3.147. A antecipação da CDE é importante como medida de recuperação da economia real e equilíbrio em relação ao tratamento dos contratos legados. Essa antecipação envolve alteração da Lei nº 10.438, de 2002, e, colateralmente, da Lei nº 12.111, de 2009, que define a trajetória de incorporação dos encargos setoriais no cálculo das tarifas dos sistemas recém interligados. A proposta é que a convergência ocorra até 2023.

3.148. Também são ajustados os comandos da CDE para incluir a possibilidade de pagamento do prêmio de incentivo das fontes renováveis, em substituição ao desconto, e o pagamento de cotas associada a novas outorgas de geração associadas a processos de privatização.

3.149. A Lei nº 10.438, de 2002, passaria a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 13.....

.....

XIV – prover recursos para pagamento do prêmio de incentivo de que tratam §1º-D, §1º-E, §1º-F e §1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§1º Os recursos da CDE serão provenientes:

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

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

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

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

V – das quotas anuais pagas por concessionárias e autorizadas privatizadas, de que trata o art. 28 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

.....

§3º-B. A partir de 1º de janeiro de 2023, o rateio das quotas anuais da CDE deverá ser proporcional ao mercado consumidor de energia elétrica atendido

pelos concessionários e pelos permissionários de distribuição e de transmissão, expresso em MWh.

§3º-C. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2022, a proporção do rateio das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir aquela prevista no §3º-B.

§3º-D. A partir de 1º de janeiro de 2023, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 69 kV será 1/3 (um terço) daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV.

§3º-E. A partir de 1º de janeiro de 2023, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV será 2/3 (dois terços) daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV.

§3º-F. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2022, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir as proporções previstas nos §§3º-D e 3º-E.

.....” (NR)

A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º .....

.....

§2º-A. De 1º de janeiro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN excluirá os encargos setoriais.

§2º-B. A partir de 1º de janeiro de 2023, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN incluirá todos os encargos setoriais.

§2º-C. De 1º de janeiro de 2018 a 31 de dezembro de 2022, à valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN será acrescentado, gradativa e anualmente, 1/5 (um quinto) dos encargos setoriais.

.....” (NR)

## **PRORROGAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS ATÉ 50 MW**

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

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

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

3.153. A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passaria a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º .....

.....

§15. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW (três megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos.

§16. As autorizações de que trata o §15 poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições:

I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente;

II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a [Lei nº no 7.990, de 28 de dezembro de 1989](#), a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e

III – estejam em operação comercial.

§17. Até 180 (cento e oitenta) dias antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor deste parágrafo seja inferior a 1 (um) ano, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no §16, o valor do UBP aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica e considerar inclusive os riscos e os tipos de exploração distintos, tanto de autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros, previstos na legislação.

§18. Tendo sido comunicado do valor da UBP, o titular da outorga deverá ser manifestar em até 60 (sessenta) dias quanto ao interesse pela prorrogação, nos termos estabelecidos no §17.

§19. Não havendo, no prazo estabelecido no §18, manifestação de interesse do titular da outorga em sua prorrogação, o poder concedente instaurará processo licitatório para outorgar a novo titular a exploração da usina hidrelétrica.” (NR)

3.154. O art. 2º da Lei nº 12.783, de 2013, por sua vez, remeteria as condições de prorrogação de usinas com concessão para os comandos da Lei nº 9.074, alteração que deve ser

acompanhada da revogação dos §1º, §1º-A, §1º-B, §3º, §5º e §6º do art. 2º, mantendo-se apenas o §4º, que reforça tratamento igual aos casos de autoprodução:

“Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 3 MW (três megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts) e que não foram prorrogadas nos termos daquele art., poderão, a critério do poder concedente, ser prorrogadas e terem o regime de outorga convertido para autorização, nos termos dos §16 a §19 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

.....” (NR)

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

### **DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO**

3.156. A proposta é retroagir a 2013, com compensação mediante extensão de prazo de outorga, a compensação pelo deslocamento hidrelétrico causado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), com alcance a toda a energia não repactuada e cujo titular não tenha ação judicial.

3.157. O primeiro motivo para essa proposta é que a judicialização causa distorção do sinal de preço e ineficiência econômica no mercado de curto prazo. As liminares do GSF e as liminares protetivas em resposta comprometeram o funcionamento do mercado, tirando a função do preço como indutor de decisões por parte dos agentes, o que causa risco sistêmico por inibir respostas da demanda ou da oferta.

3.158. O mercado de energia possui um ambiente de curto prazo no qual os agentes vendem sobras ou compram déficits em relação aos seus compromissos contratuais. Se um consumidor possui contratos mais baratos do que o preço de curto prazo, esse consumidor pode reduzir seu consumo de modo a vender sobras contratuais e ter um resultado positivo na operação.

3.159. Da mesma forma, um gerador com flexibilidade pode aumentar sua produção de energia para se aproveitar de um preço mais alto no mercado de curto prazo, gerando além do que o montante vendido em contratos, especialmente no caso de biomassa.

3.160. Essas ações dos consumidores e dos geradores em resposta ao preço de curto prazo são benéficas ao sistema pois ampliam a oferta e reduzem a demanda em um cenário de escassez, permitindo que o preço alto volte a se acomodar em um nível mais baixo. Dessa forma, o risco de falta de energia é mitigado pela resposta dos agentes ao preço de curto prazo.

3.161. Todavia, como o mercado de curto prazo está com inadimplência próxima a 100% para quem não possui liminar, por causa dos efeitos multiplicadores das ações do GSF, o preço deixa de ser relevante na tomada de decisão. O consumidor prefere consumir toda a energia contratada a vender sobras, pois essa venda não será recebida. Isso faz com que o risco sistêmico aumente, pois o preço não está sendo capaz de alterar os padrões de oferta e demanda.

3.162. Essa indução a um comportamento ineficiente por parte de geradores e consumidores compromete inclusive a decisão de expansão do mercado livre, pois impacta o principal sustentáculo para funcionamento regular desse mercado, que é o preço.

3.163. O segundo motivo é o fato de a judicialização causar desvalorização dos ativos da União nas concessões hidrelétricas. O aproveitamento de potenciais hidrelétricos pertence à

União, que cobra pelo uso desses aproveitamentos mediante bonificação de outorga ou pagamento pelo uso do bem público ou cota de CDE, revertido para abatimento de encargos.

3.164. Em um cenário de judicialização, o valor associado a esses aproveitamentos se reduz, tendo em vista que a perspectiva de realização do valor econômico associado a esses ativos fica comprometida, uma vez que os arranjos comerciais previstos nas regras não estão operando adequadamente. Essa perda de valor reduz a eficácia de políticas públicas destinada ao setor elétrico.

3.165. O terceiro motivo para essa proposta é que ela independe de novos argumentos ou novas abordagens para tratar a questão do risco hidrológico. A componente GFOM já foi expurgada do GSF mediante reconhecimento em lei e regulação da ANEEL de que essa parcela do risco não é dos geradores. Ou seja, o conceito de expurgo da GFOM é tecnicamente sólido e não fragiliza o enfrentamento judicial de eventuais ações que ainda permaneçam ajuizadas mesmo após a oferta de retroação.

3.166. A retroação a 2013 se justifica por ser esse o ano em que o GSF começa a se acentuar e o expediente da geração fora do mérito passa a ser largamente utilizado de maneira discricionária e imprevisível.

3.167. O quarto motivo é o fato de a proposta não gerar custos aos consumidores. O modelo de extensão de outorga blinda os consumidores de impactos imediatos. Os geradores que aceitarem a oferta, arcarão com eventuais débitos no mercado de curto prazo decorrentes das ações judiciais e receberiam a parcela GFOM como prazo de concessão. Eventuais parcelamentos de débitos devem ser feitos no âmbito da CCEE e da ANEEL.

3.168. O quinto motivo para essa proposta é que ela trata os geradores de maneira isonômica e preserva o modelo de sinais regulatórios ruins. A retroação do GFOM a 2013 para toda a parcela não repactuada e cujo titular não esteja judicializado evita premiar quem optou pelo litígio, ao mesmo tempo em que exige que todos os agentes estejam em condição equivalente de proteção ao risco.

3.169. O sexto motivo é que a normalização do mercado de curto prazo é fundamental para que a ampliação do mercado livre se dê de maneira eficiente e sustentável.

3.170. O sétimo motivo é que a oferta de retroação pode ser utilizada como instrumento para recuperar o conceito original de alocação de risco hidrológico, uma vez que só caberia retroagir para a parcela da energia não repactuada, de modo que os agentes precisariam desistir da repactuação para terem aplicação integral da retroação.

3.171. Essa proposta exige alterações na Lei nº 13.203, de 2015:

“Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica, observado o art. 2º.

.....” (NR)

“Art. 2º .....

§1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput.

§2º Os parâmetros de que trata o **caput** serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha:

I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção;

II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e

III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.

§3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o **caput** na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

§4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º:

I - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e

II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.” (NR)

3.172. A alteração do art. 1º se comunica com o §1º do art. 2º. Trata-se de recuperação do conceito de alocação do risco hidrológico em quem tem maior capacidade de geri-lo, que é o vendedor. Isso é feito por meio da vedação de novas repactuações tão logo a regra de apuração do deslocamento por GFOM esteja operacional.

3.173. O §2º do art. 2º estabelece as condições para retroação: (i) inexistência da ação judicial em curso, o que pode ensejar desistência de ações e alcança quem não tenha entrado na justiça sobre o tema do risco hidrológico ou já tenha desistido de ação no passado; (ii) renúncia às alegações que fundamentam as ações com resolução de mérito, de modo que os mesmos argumentos não possam ser reutilizados logo após a desistência da ação em nova petição, condição que é cumprida pelos já repactuados e não se aplica a quem não ajuizou ação questionando o risco hidrológico; e (iii) desistência ou ausência de repactuação para a parcela da energia que será objeto de apuração de compensação pela GFOM.

3.174. O §3º define que o valor apurado na retroação será compensado por extensão de prazo de outorga. O §4º disciplina a desistência da repactuação, preservando os efeitos já ocorridos.

## **PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO**

3.175. O último tema a ser apresentado é uma proposta de desjudicialização para duas outras questões regulatórias: o pagamento das cotas de CDE e dos encargos de serviços de sistema. Trata-se de oferta de parcelamento de débitos pendentes, sem aplicação de multa, mediante desistência de ações judiciais.

3.176. Trata-se de comando autônomo:

Art. XX Ficam autorizados o parcelamento dos seguintes débitos de consumidores, comercializadores, concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica:

I – cotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

II – pagamento do encargo de para cobertura dos custos dos serviços do sistema, de que trata o §10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§1º Os débitos que trata o **caput** serão:

I - parcelados em até 120 (cento e vinte) prestações mensais fixas; e

II - corrigidos pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) da data de sua constituição até a data de sua liquidação.

§2º A adesão ao parcelamento de que trata o **caput** é condicionada à desistência expressa e irrevogável, até 31 de dezembro de 2017, da respectiva ação judicial e de qualquer outra, bem assim à renúncia do direito, sobre os mesmos débitos, sobre o qual se funda a ação.

§3º Na desistência de que trata o §2º, ficam dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.

3.177. O comando define as condições do parcelamento e o critério de adesão, muito semelhante à proposta do risco hidrológico.

**PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO LEGISLATIVO DO MARCO LEGAL DO SETOR ELÉTRICO**

Art. 1º O art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar acrescido do seguinte § 4º-A:

“Art. 4º .....

.....

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

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.

.....” (NR)

Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º .....

.....

§13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender, em mecanismo centralizado estabelecido conforme regulação da ANEEL, contratos de energia elétrica lastreados



no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado com:

I - consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei nº, afastada a vedação de que trata o inciso III do §5º;

II – comercializadores;

III – agentes de geração; e

IV – autoprodutores.

§14. O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §13 será alocado aos custos de que trata o art. 16-B, limitado ao montante equivalente ao excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16.

§15. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW (três megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos.

§16. As autorizações de que trata o §15 poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições:

I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente;

II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e

III - estejam em operação comercial.

§17. Até 180 (cento e oitenta) dias antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor deste parágrafo seja inferior 1 (um) ano, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no §16, o valor do UBP aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica e considerar inclusive os riscos e os tipos de exploração distintos, tanto de autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros, previstos na legislação.

§18. Tendo sido comunicado do valor da UBP, o titular da outorga deverá ser manifestar em até 60 (sessenta) dias quanto ao interesse pela prorrogação, nos termos estabelecidos no §16.

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

“Seção III  
Das Opções de Compra e da Autoprodução de Energia  
Elétrica por parte dos Consumidores” (NR)

“Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.

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

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

I - participem da sociedade empresarial titular da outorga, limitada à proporção da participação societária com direito a voto; e

II - estejam sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto.

§3º A destinação da energia autoproduzida independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o autoprodutor responsável por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo.

§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido.

§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre:

I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e

II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total.

§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo:

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

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

§7º A apuração da energia elétrica autoproduzida deverá observar os limites de que trata §2º e descontar vendas a terceiros que superem a parcela de energia do empreendimento não destinada à autoprodução.

Art. 14-B O aproveitamento de potencial hidrelétrico para fins de autoprodução se dará em regime de produção independente de energia.

Art. 14-C As linhas de transmissão de interesse restrito aos empreendimentos de autoprodução poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos atos de outorga.”

“Art. 15 .....

.....  
§7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.

.....” (NR)

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

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

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

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

§4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW.

§5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW.

§6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.” (NR)

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

Art. 16-B Os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de

uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica.

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

§2º Deverá ser considerado no cálculo dos custos de que trata o caput o resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §13 do art. 4º.

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

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

“Art. 17 .....

.....

§9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.

§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.

§11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.

§12. Após instituição da centralizadora de contratos:

I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º;

II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos. ” (NR)

“Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do art. anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões, pelo prazo de 30 (trinta) anos, sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público.

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

.....

§5º A privatização de que trata o **caput** deverá considerar:

I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão.

II - o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a:

a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração;

b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

§6º O percentual de ágio obtido na privatização deverá ser aplicado sobre o valor do pagamento da bonificação de outorga anual apurado nos termos do inciso II do §5º.

§7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para:

I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e

II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

§9º Quando a privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, na forma do §8º, abranger usinas hidrelétricas localizadas na Bacia do Rio São Francisco, a União deverá destinar parte do valor de que trata o inciso II do §8º a projetos de revitalização da Bacia do São Francisco.

§10. O valor e a forma de destinação de que trata §9º serão definidos por comitê gestor, instituído conforme regulamento, com valor e prazo fixados no Edital do Leilão, a partir das necessidades de recursos para a revitalização da Bacia do Rio São Francisco com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes.

§11. Quando precedida de cisão parcial ou constituição de subsidiária integral, é condição para a privatização na forma do §8º, que as despesas de caráter permanente da sociedade cindida ou da controladora sejam reduzidas ou transferidas à subsidiária integral em montante

proporcional à receita oriunda dos ativos integrantes do patrimônio da sociedade resultante ou subsidiária a ser privatizada.” (NR)

Art. 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º .....

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

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

- .....
- b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;
  - c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e
  - d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

.....” (NR)

“Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e

II – podem prever tarifas diferenciadas por horário.

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Art. 15-B A fatura de energia elétrica deverá discriminar, para qualquer tensão de fornecimento:

I - as tarifas segregadas de que tratam o inciso I do art. 15-A; e

II – os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de transmissão de energia elétrica, às perdas de energia de energia e aos encargos setoriais. “ (NR)

“Art. 26. ....

.....

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

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

II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características:

I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;

II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);

III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:

I - corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;

II - será idêntico entre as fontes de que trata este art.; e

III – será pago ao titular da outorga.

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e

II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e

III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicarem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.

.....

§5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do **caput** deste art., os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do [art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem. (NR)

§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017.

§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.

.....” (NR)

Art. 4º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 13.....

.....

XIV – prover recursos para pagamento do prêmio de incentivo de que tratam §1º-D, §1º-E, §1º-F e §1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§1º Os recursos da CDE serão provenientes:

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

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



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

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

V – das quotas anuais pagas por concessionárias e autorizadas privatizadas, de que trata o art. 28 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

.....

§3º-B. A partir de 1º de janeiro de 2023, o rateio das quotas anuais da CDE deverá ser proporcional ao mercado consumidor de energia elétrica atendido pelos concessionários e pelos permissionários de distribuição e de transmissão, expresso em MWh.

§3º-C. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2022, a proporção do rateio das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir aquela prevista no §3º-B.

§3º-D. A partir de 1º de janeiro de 2023, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 69 kV será 1/3 (um terço) daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV.

§3º-E. A partir de 1º de janeiro de 2023, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV será 2/3 (dois terços) daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV.

§3º-F. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2022, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir as proporções previstas nos §§3º-D e 3º-E.

.....” (NR)

“Art. 13-A A partir de 1º de janeiro de 2019, os descontos de que trata o inciso VII do art. 13, serão convertidos em reais por unidade de consumo de energia elétrica, nos termos deste artigo.

§1º A conversão de que trata o **caput** utilizará, como parâmetro, o valor desembolsado no ano de 2016.

§2º A soma do valor dos descontos de que trata o inciso VII do art. 13 não poderá ser superior ao valor desembolsado em 2016, corrigido pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica.

§3º O valor resultante da conversão, calculado na forma deste artigo, poderá ser corrigido anualmente pelo reajuste médio das prestadoras de

serviço público de distribuição de energia elétrica, respeitado o limite previsto no §2º.

§4º Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados:

I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e

II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.

§5º O disposto neste art. não se aplica aos descontos e ao prêmio de incentivo concedidos na forma dos §§1º, 1º-A e 1º-B, 1º-C, 1º-D, 1º-E, 1º-F e 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.”

Art 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º .....

.....

§4º .....

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B;

.....

§5º .....

.....

II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR)

§5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários.

§5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de:

I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou

II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas.

§5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos.

§6º .....

II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias;

.....” (NR)

“Art. 2º .....

§1º Na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades:

I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação;

II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

§1º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o caput a percentual inferior à totalidade da carga.

§2º A contratação regulada de que trata o caput deste art. deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição ou pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos, devendo ser observado o seguinte:

§2º-B A centralizadora de contratos poderá representar as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição nos CCEAR celebrados com concessionárias ou autorizadas de geração.

§2º-C O poder concedente estabelecerá as obrigações das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição e de geração e da centralizadora de contratos, na formalização de que trata o §2º.

§2º-D Poderá ser transferida à centralizadora a representação das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição no pagamento da energia elétrica proveniente:

I – das cotas de garantia física de energia e de potência, adquirida junto à usina hidrelétrica prorrogada ou licitada nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II – dos empreendimentos de que trata o art. 11 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009;

III – de Itaipu, adquirida na forma da Lei nº 5.899 de 5 de julho de 1973, exceto no caso de comercialização nos termos do art. 14-A.

§2º-E Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, assegurado o repasse tarifário, conforme regulamento.

§2º-F Os custos de aquisição da energia para a qual a centralizadora exerça representação serão repassados às tarifas de energia dos consumidores das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição pelo preço médio ponderado dessa energia, conforme regulamento.

§2º-G A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente, desde que esta opção não tenha mais custos tributários do que a contratação de outra empresa por meio de licitação.” (NR)

“Art. 2º-D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato.

§1º O volume máximo a ser rescindido nos termos do caput, por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE observada a segurança do abastecimento.

§2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao mercado de curto prazo decorrente da rescisão de que trata o caput, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados, conforme regulamento.

§3º Caso os requerimentos de rescisão superem o volume máximo definido pelo MME, a ANEEL deverá priorizar a rescisão dos CCEARs de maior custo variável unitário de operação.

§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.”

“Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.

.....

§4º Será vedada a contratação da reserva de capacidade de que trata o §3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.

.....” (NR)

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

“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§1º A contratação de que trata o **caput** ocorrerá por meio da centralizadora de contratos prevista no art. 2º.

§2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o **caput** e as diretrizes para a realização das licitações.

§3º Os custos da contratação de que trata o **caput** serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.

§4º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o **caput**.

§5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear.

§6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.

§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme

regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:

I - confiabilidade;

II – velocidade de respostas às decisões de despacho;

III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;

IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;

V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e

VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência.”

Art. 6º A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º .....

.....

§2º-A. De 1º de janeiro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN excluirá os encargos setoriais.

§2º-B. A partir de 1º de janeiro de 2023, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN incluirá todos os encargos setoriais.

§2º-C. De 1º de janeiro de 2018 a 31 de dezembro de 2022, à valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN será acrescentado, gradativa e anualmente, 1/5 (um quinto) dos encargos setoriais. ” (NR)

“Art. 11-A. Na contratação de Angra 1 e 2 na forma prevista pelo §2º-D do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Eletronuclear deverá desistir, de forma expressa e irrevogável, da alternativa de comercialização da geração de Angra 1 e 2 prevista no art. 11.“

Art. 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 3 MW (três megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts) e que não foram prorrogadas nos termos daquele art., poderão, a critério do poder concedente, ser prorrogadas e terem o regime de outorga convertido para autorização, nos termos dos §16 a §19 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

.....” (NR)

“Art. 8º. ....

.....  
§2º-A Caso a licitação ocorra sem a reversão prévia de bens, o poder concedente poderá facultar ao então titular da outorga não prorrogada vender os bens reversíveis ao vencedor da licitação de que trata os art. 8º e art. 8º-A, nos termos das condições e valores definidos no edital de licitação.

§2º-B Caso faça a opção pela venda de que trata o §2º-A, o então titular da outorga não prorrogada não fará jus à indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

§2º-C No caso de licitação de concessões de transmissão e de distribuição, a ANEEL definirá as condições de incorporação às tarifas dos bens vendidos nos termos do §2º-A.

§2º-D É condição para o exercício da opção de que trata §2º-A a apresentação pelo então titular da outorga na prorrogada de termo de anuência quanto às condições e valores definidos no edital de licitação.

§2º-E O edital de licitação poderá prever que o vencedor da licitação deduza do valor de venda definido no edital os créditos que tenha do então titular da outorga não prorrogada.

.....  
§6º-A Aplica-se à licitação de que trata o **caput** o disposto no art. 28 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.” (NR)

“Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas.

Parágrafo único. Na licitação de que trata o **caput**, não se aplica o disposto nos §3º, §8º e §9º do art. 8º e inciso III do art. 2º-A da Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997.”

Art 8º Os art. 1º e art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica, observado o art. 2º.

.....” (NR)

“Art. 2º .....

§1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput.

§2º Os parâmetros de que trata o **caput** serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha:

I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção;

II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e

III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.

§3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o **caput** na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

§4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º:

I - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e

II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.” (NR)

Art. 9º Ficam autorizados o parcelamento dos seguintes débitos de consumidores, comercializadores, concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica:

I – cotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

II – pagamento do encargo de para cobertura dos custos dos serviços do sistema, de que trata o § 10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

§1º Os débitos que trata o **caput** serão:

I - parcelados em até 120 (cento e vinte) prestações mensais fixas; e

II - corrigidos pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) da data de sua constituição até a data de sua liquidação.

§2º A adesão ao parcelamento de que trata o **caput** é condicionada à desistência expressa e irrevogável, até 31 de dezembro de 2017, da respectiva ação judicial e de qualquer outra, bem assim à renúncia do direito, sobre os mesmos débitos, sobre o qual se funda a ação.

§3º Na desistência de que trata o §2º, ficam dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.

Art. 10. Ficam revogados:



I – o § 2º-A do art. 15 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995;

II - o § 10 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

III – art. 26 da Lei 11.488, de 15 de junho de 2007; e

IV – os §1º, §1º-A, §1º-B, §2º, §3º, §5º e §6º do art. 2º e § 4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

4. **DOCUMENTOS RELACIONADOS**

4.1. NOTA TÉCNICA Nº 3/2017/AEREG/SE (SEI nº0040829).

5. **CONCLUSÃO**

5.1. Foram apresentadas propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

5.2. Recomenda-se que esta Nota Técnica seja disponibilizada em Consulta Pública.



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Félix Gabardo, Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios**, em 29/06/2017, às 18:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rutelly Marques da Silva, Diretor(a) de Programa**, em 29/06/2017, às 19:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0057114** e o código CRC **9FF76D65**.