

## **PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES**

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.

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:

a) *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;

b) *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; e

c) *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.

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.

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.

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.

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.

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.

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

a) *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;

b) *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;

c) *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;

d) *remoção de barreiras de 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; e

e) *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.

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 de 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.

O Ministério de Minas e Energia, 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.

Nas discussões referentes ao setor elétrico, destacam-se a Consultas Pública nº 21, de 2016, sobre os desafios para expansão do mercado livre e a Consulta Pública nº 33, de 2017, que submeteu a contribuições da sociedade uma proposta de modernização e abertura do setor de energia elétrica brasileiro. O fruto dessas duas consultas, que receberam contribuições de diversos interlocutores – como consumidores, geradores, comercializadores, distribuidores, instituições e academia, foi consolidado na iniciativa de aprimoramento legislativo ora encaminha à Vossa Excelência.

A despeito da pluralidade de interesses representados, as contribuições recebidas nas consultas convergiram sobre 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, além de confirmarem o diagnóstico de que a mudança do arranjo regulatório do setor é premente, com foco na:

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.

Feita esta introdução ao tema, passa-se a discussão de itens específicos.

#### FIM DO REGIME DE COTAS PARA UHE PRORROGADAS OU LICITADAS E DESTINAÇÃO DE PARTE DO BENEFÍCIO ECONÔMICO DE OUTORGAS PARA A CDE

A proposta altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com revogação da possibilidade de renovação, prorrogação ou licitação de concessões de UHE com destinação total ou parcial da energia elétrica e da garantia física para o regime de cotas (em que Aneel fixa tarifa e o gerador não tem liberdade para negociar a energia elétrica). A medida se alinha a todas as discussões empreendidas por este Ministério e representam convergência com a medida de descoltização prevista no Projeto de Lei que trata da Desestatização da Eletrobras, já encaminhado ao Congresso Nacional. Essa medida é fundamental para uma expansão sustentável do mercado livre, pois aumenta a flexibilidade de gestão de compra de energia pelas distribuidoras, evitando sobras, e atribuiu adequadamente o risco do negócio de geração de energia hidrelétrica a quem auferir renda deste negócio, ou seja, o gerador.

A proposta final prevê ainda que toda a nova outorga concedida a um empreendimento existente, seja em um processo de privatização, seja em um processo de licitação de uma concessão vencida, destine 1/3 do valor do benefício econômico da outorga à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, por meio de obrigação imposta ao gerador no novo contrato de concessão de pagar cotas de CDE.

A seguir, passa-se a uma justificativa mais detalhada dessa destinação de recursos à CDE, considerando: i) a manifestação da Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE/MF) a respeito da pertinência dessa destinação de recursos, uma vez que o valor da outorga pertenceria à União; ii) as contribuições na CP 33, que pleitearam o compartilhamento da renda hidráulica com o consumidor; e iii) as orientações e preocupações do Tribunal de Contas da União (TCU) de órgãos de controle explicitadas no âmbito do leilão de usinas existentes realizado em 2017.

No Acórdão nº 1.598/2017-PLENÁRIO, referente ao Processo TC nº 016.060/2017-2, que tratou da licitação para a outorga de quatro usinas hidrelétricas em operação, nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013, o TCU determinou ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, que:

*“9.2.4. nas próximas licitações de concessão envolvendo usinas geradoras de energia elétrica existentes e em operação, a modelagem técnica, econômica e financeira do leilão seja precedida das seguintes avaliações:*

*9.2.4.1. impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazos resultantes da licitação para o consumidor de energia elétrica dos mercados cativo e livre, bem como para a sustentabilidade do setor elétrico, nos diferentes cenários de critério de julgamento da licitação previstos em lei e de seus respectivos parâmetros técnicos e econômicos de leilão, incluindo o valor de outorga;*

*9.2.4.2. efeito agregado dos impactos econômicos e financeiros para os consumidores dos mercados cativo e livre, advindos da combinação dos efeitos produzidos pela adoção do critério de julgamento escolhido para o leilão com os efeitos derivados de outras decisões e políticas setoriais de impacto”.*

As determinações acima expostas refletem a avaliação do TCU, expressas no voto do Relator do processo que originou o Acórdão em tela, de que a utilização do maior pagamento de outorga como critério de licitação das usinas hidrelétricas, ainda que contribua para o equilíbrio fiscal do País, não pode desconsiderar as consequências dessa opção na sustentabilidade do setor elétrico e nos consumidores de energia elétrica. *In verbis: “em que pese a situação fiscal atual, não se pode olvidar tanto da relevância do setor de energia elétrica quanto das consequências que essa priorização da obtenção de valores nas licitações pode trazer para a sustentabilidade do próprio setor e para os consumidores”.*

Como explicitado no Voto do Relator que culminou no Acórdão nº 1.598/2017-PLENÁRIO, a preocupação do TCU em equilibrar objetivos fiscais e modicidade tarifária na concessão de serviços públicos já estava presente no Voto do Acórdão nº 2.526/2015-TCU-PLENÁRIO, que também tratou da licitação de outorgas de usinas existentes: *“Não obstante, o papel do Tribunal em todo este processo [...] está sendo crucial para que a modelagem final das concessões não se desvirtue da busca pela melhor proposta para a*

*Administração, que deve ser entendida como dois vetores: o valor que se espera arrecadar com as concessões, estimado em R\$ 17 bilhões, e a modicidade tarifária”.*

No Voto do Acórdão nº 1.598/2017-PLENÁRIO, também é destacado que “*que o setor de energia elétrica não foi o único em que o TCU apontou que poderia estar havendo priorização excessiva do alcance de metas fiscais na definição das condições de outorga de concessões, em detrimento das particularidades e das necessidades do respectivo setor de infraestrutura*”. O TCU aponta que isso teria ocorrido no leilão do campo de Libra, em áreas do Pré-Sal, realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e a licitação de radiofrequência da faixa de 700 MHz para o serviço de telefonia móvel de 4G, realizada pela Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) em 2014. *In verbis:*

*“28. Em 2013, isso também ocorreu no leilão do campo de Libra, em áreas do Pré-Sal, realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Como detalhado no Relatório e no Voto condutor do Acórdão nº 2.526/2015-TCU-Plenário, um dos aspectos que contribuíram para a escolha desse campo como o primeiro a ser licitado sob o novo regime de concessão foi seu potencial de auxiliar no cumprimento da meta de superávit do exercício com o pagamento do valor de outorga de R\$ 15 bilhões”.*

*(...)*

*“30. Outro caso semelhante foi a licitação de radiofrequência da faixa de 700 MHz para o serviço de telefonia móvel de 4G, realizada pela Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) em 2014. Ao contrário das licitações de espectro da agência ocorridas desde 2007, esse certame não impôs às empresas nenhum compromisso de interesse dos usuários, seja de cobertura ou de qualidade.*

*31. Nas licitações de radiofrequência anteriores, esses investimentos obrigatórios reduziram proporcionalmente o valor de outorga pago, mas também contribuíram significativamente para a massificação do serviço de telefonia móvel em todas as cidades do país, inclusive em 3G, o que não há garantia de que vá ocorrer com o serviço de 4G prestado na faixa de 700 MHz”.*

Segundo o Voto do Acórdão nº 1.598/2017-PLENÁRIO, “*a opção por aumentar a arrecadação em um ano por meio do uso das outorgas de concessão de serviços públicos, definindo esses valores sem antes analisar detalhadamente as especificidades e as necessidades do setor, pode implicar severos impactos negativos durante décadas para todos os usuários desses serviços*”. Ainda segundo o referido Acórdão, “*não se pretende afastar que os recursos arrecadados com outorga de concessões sejam destinados pelo Tesouro Nacional, total ou parcialmente, para auxiliar a cobrir déficits ou compor superávits fiscais. Procura-se tão somente ressaltar que é fundamental sopesar os diversos objetivos da ação governamental de forma a não prejudicar a modicidade tarifária prescrita no art. 6º, § 1º, da Lei de Concessões, Lei Nº 8.987/1995, ou mesmo a sustentabilidade de médio e de longo prazo dos setores de infraestrutura no País*”.

Diante disso, o Relator do TC Nº 016.060/2017-2, afirma:

*“Concordo com a avaliação da Unidade Técnica de que o caso em tela enseja propostas de deliberação com a finalidade de evitar que essa situação se repita em futuros leilões de usinas geradoras de energia elétrica, razão pela qual proponho determinar ao MME que faça avaliações prévias quanto aos impactos que diferentes critérios de julgamento, valores de outorga e parâmetros econômico-financeiros possam ter para sustentabilidade do setor elétrico e para os consumidores cativos e livres. Adicionalmente, incluo determinação para que essas avaliações sejam feitas para o presente leilão, sem prejuízo da publicação do edital e da continuidade do certame, visando ao menos dar maior transparência quanto as variáveis envolvidas nessa escolha”.*

O Relator do TC nº 016.060/2017-2 ressalta que *“essas propostas de aprimoramentos na modelagem dos editais de concessão de outorgas de usinas hidrelétricas tornam-se ainda mais relevantes ante a probabilidade de nova sequência de leilões de concessão de usinas de geração existentes e operantes, como decorrência da denominada proposta de “descontização e privatização” externada pela Consulta Pública MME 33/2017, publicada em 5/7/2017, que trata de alterações do marco legal do setor elétrico”.*

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

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

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

As distorções distributivas agravam as injustiças sociais ainda existentes no nosso País. O fato de a Lei nº 10.438, de 2002, prever que os beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) não paguem cota de CDE apenas mitiga a distorção distributiva presente

no custeio de subsídio pelas tarifas de energia elétrica. Isso porque essa previsão não evita que pequenos comerciantes paguem mais caro pela energia elétrica para que, por exemplo, shopping centers de luxo comprem energia elétrica subsidiada de fontes alternativas de geração. Também não evita que a população que, por pouco, não se enquadra nos critérios da TSEE também subsidie, por exemplo, grandes empresas agrícolas.

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

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

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

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

Em linha com essa medida, a proposta uniformiza os critérios de prorrogação de outorgas de usinas hidrelétricas até 50 MW, também com destinação de recursos para a CDE. Além disso, propõe-se a revogação de dispositivos que permitem a prorrogação ou licitação de usinas hidrelétricas de qualquer porte com destinação parcial ou total de energia e de garantia física ao regime de cotas. A exigência de pagamento de UBP por usina que tenha seu contrato de concessão de serviço público convertido para o regime de produção independente por ocasião da privatização de seu titular foi convertida em obrigação de pagamento direto à CDE.

## REDUÇÃO DOS LIMITES DE ACESSO AO MERCADO LIVRE

A proposta define trajetória de abertura do mercado livre de energia para todos os consumidores do Grupo A, que inclui a alta e a média tensão de fornecimento, desde

grandes indústrias as comércios de porte médio. A proposta traz ainda a determinação para que se realizem estudos, até 31 de dezembro de 2022, para abertura do mercado livre na baixa tensão, com foco em: comunicação e informação; barateamento de infraestrutura e redução de barreiras técnicas; e separação das atividades de fio e de comercialização de energia, inclusive a figura da garantia do supridor de última instância. A proposta também dá mais liberdade para a comercialização de energia em complexos industriais, afastando o requisito de venda de vapor associado.

Definimos ainda a figura de agente varejista, fundamental para que as operações no mercado livre se deem de forma mais segura e com menor custo de transação. Incluímos requisitos para atuação nessa função que se orientam para uma maior eficiência e sustentabilidade do mercado. Esses requisitos são: manutenção de capital compatível com o volume de energia representada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a exemplo do que ocorre no mercado financeiro para redução de risco sistêmico; e obrigatoriedade de divulgação de um preço de referência, conforme padrão definido pela Aneel, a fim de reduzir a assimetria de informação de agentes compradores e vendedores e criar uma referência de preço, sem prejudicar estratégias comerciais individuais. A transparência será um diferencial na atuação do agente varejista para atração de clientes, de modo que eventual resistência à divulgação de uma referência de preço tende a ser superada pela divulgação voluntária de preços efetivos, como ocorre em outros países com mercado livre desenvolvido. Além disso, a formação de um bom referencial de preço é fundamental para a sustentabilidade do mercado livre.

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

Em linha com a abertura do mercado de energia, a proposta traz a possibilidade de reduzir a obrigação de contratação dos consumidores livres como forma de flexibilizar as alternativas de gestão de risco. Na medida em que o mercado livre se amplie, podendo inclusive chegar ao mercado de baixa tensão, essa flexibilização tende a atingir todos os consumidores. Por outro lado, é preciso estudar a separação de fio e energia, o suprimento regulado de última instância, a estabilidade tarifária e seus efeitos na expansão antes de generalizar essa flexibilização a todos os consumidores ou ao mercado regulado.

A proposta aprimora ainda a figura da autoprodução, com alteração dos critérios de apuração de encargos e de elegibilidade à categoria. Os critérios de classificação da atividade de autoprodução envolvendo mesmo grupo econômico são definidos de forma mais clara e objetiva, permitindo que as decisões empresariais se deem de forma segura ante essa alternativa de suprimento de energia. O registro de que a atividade de autoprodução se dá em regime de produção independente foi expandido para incluir todas as fontes além da hidrelétrica. A autoprodução é uma prática virtuosa para a ampliação do mercado livre com segurança energética, contribuindo para todo o sistema energético.

## APROXIMAÇÃO DA FORMAÇÃO DO PREÇO DE CURTO PRAZO AO CUSTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Em relação às medidas de acoplamento entre operação e formação de preço, propõe-se a fixação de data para implantação de preço em intervalos horários ou menores. Foi estabelecida a obrigatoriedade de licitação para compra de modelos computacionais. Nesse sentido, a licitação dos modelos permite que a especificação de compra exija a publicidade da documentação e dos algoritmos, tornando o ato de abertura voluntário para os agentes que desejarem participar do certame, podendo ser um fator positivo no certame. A licitação tem que se dar com cronograma compatível ao da implementação do modelo de separação de lastro e energia, destinado a prover segurança ao sistema elétrico brasileiro.

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

Foram incluídas diretrizes para robustecimento das garantias do mercado de curto prazo, com modalidades de chamado de recursos para fechamento de posições deficitárias e aporte prévio de recursos para efetivação do registro de contratos. É importante que a expansão do mercado livre se dê de forma sustentável, o que só é obtido com transparência nas operações e redução de riscos financeiros sistêmicos ou de contágio entre os agentes. Nesse sentido, é importante dotar a regulação de ferramentas que inibam comportamentos excessivamente arriscados, como contratação de operações muito superiores ao porte dos agentes ou assunção de riscos desproporcionais à capacidade de honrar obrigações. Esses expedientes são comuns em qualquer mercado financeiro ou bursátil que pretenda ser saudável e sustentável. O item se relaciona com os estudos da ANEEL junto aos reguladores do Sistema de Pagamentos Brasileiro.

## POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

A proposta final fixa um calendário para implantação do modelo de contratação de lastro (bem comum associado à segurança do sistema) separado da energia, considerando a intensidade esperada para a migração de consumidores ao mercado livre a partir do requisito de 1000 kW. Com essa orientação, a proposta prevê que o Poder Concedente estabeleça até 30 de junho de 2020 o regulamento para a contratação de lastro, o que permite que o processo para a contratação de lastro ocorra já em 2021.

Além da preocupação com a abertura do mercado, esse prazo de 2021 é concatenado à regra de apuração do encargo de lastro, a qual deverá prever que contratos firmados até 31 de dezembro de 2020 abaterão, ao longo de sua vigência, a base de cálculo para apuração do pagamento por cada consumidor. Isso estabelece um horizonte claro para as decisões de contratação e definição de preços para as negociações de energia no mercado

livre. A data também se concatena com a definição de um mercado para valoração de atributos ambientais, conforme será visto na seção a respeito dos subsídios às fontes incentivadas.

Também foi colocado dispositivo que prevê que, a partir da implantação da separação de lastro e energia, o Poder Concedente poderá contratar a energia no mercado regulado sem diferenciar empreendimentos novos e existentes e com livre definição da data de início de suprimento, em linha com a homogeneização do produto energia nas Consultas Públicas promovidas por este Ministério de Minas e Energia, e contratar empreendimentos por fonte ou híbridos, o que valoriza as energias renováveis e as soluções de armazenamento, com repercussão ambiental positiva.

#### EFEITO DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE

A proposta traz a classificação da migração de consumidores como hipótese de sobrecontratação involuntária das distribuidoras a ser paga via encargo, caso a sobra se encontre acima da faixa de tolerância para repasse tarifário definida no Decreto nº 5.163, de 2004. Além disso, a exemplo do que foi definido para o encargo de lastro, a proposta prevê abatimento da obrigação associada ao pagamento do encargo de sobrecontratação na apuração da base de cálculo, que deverá deduzir contratos firmados até 31 de dezembro de 2020 enquanto esses contratos tiverem vigência. Essa é mais uma forma de incentivar a contratação como forma de proteção ao risco, em linha com várias contribuições recebidas que questionaram o repasse desse custo inclusive a consumidores livres que se contrataram no longo prazo.

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

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

#### MERCADO DE ATRIBUTOS AMBIENTAIS

A proposta prevê o desenvolvimento de um mecanismo de mercado para valoração dos atributos ambientais, que permite capturar o progresso tecnológico e o barateamento das

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

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

O outro ponto a ser discutido nesta seção é o descomissionamento de térmicas, sobretudo as movidas a combustíveis líquidos, que são mais poluentes. Esse também é um tema com repercussões ambientais positivas. A proposta estabelece mecanismo concorrencial para descomissionamento de térmicas. O mecanismo permite a descontração de térmicas para as quais exista solução alternativa de suprimento no horizonte de planejamento sem comprometimento da segurança do sistema.

#### ATRAÇÃO DE CAPITAL EXTERNO PARA INVESTIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Alinhado com os objetivos de promover a eficiência, aumentar a concorrência no setor elétrico e criar um ambiente favorável ao desenvolvimento de fontes alternativas de geração de energia elétrica, propomos retirar uma barreira à entrada no setor elétrico, que impacta principalmente o segmento de geração, existente para empresas brasileiras controladas por pessoas físicas ou jurídicas estrangeiras: o limite para aquisição e arrendamento de imóveis rurais para estrangeiros. Esse limite tem reduzido os agentes que poderiam investir na expansão da oferta de energia elétrica, principalmente nas fontes alternativas. Trata-se de restrição que atua contra o interesse brasileiro de modernizar a sua matriz de energia elétrica e dificulta que o Brasil honre os seus compromissos domésticos e internacionais de reduzir gases de efeito estufa. Observamos que a proposta não prevê o afastamento de toda a Lei nº 5.709, de 1971, que rege a aquisição de imóveis rurais por estrangeiros, de forma que o Estado continuará exercendo o seu papel regulador na aquisição de imóveis rurais por empresas brasileiras controladas por estrangeiros.

#### RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS TARIFÁRIOS

Na execução de ações relacionadas ao plano de redução estrutural das despesas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, dentre as quais está a edição do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, e também as propostas de direcionamento de recursos de outorgas de usinas hidrelétricas para a conta, foi identificado que há diversas políticas custeadas pela CDE que exigem análise mais detalhada para avaliação de sua continuidade, envolvendo outros Ministérios, além do Ministério de Minas e Energia.

Nesse contexto, a previsão de que podem ser exigidas contrapartidas e estabelecidos critérios ambientais e socioeconômicos para os descontos tarifários custeados pela CDE deve ser entendida como uma etapa do plano de redução estrutural das despesas da CDE. Também faz parte desse plano, a previsão de substituição dos descontos nas tarifas de uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) para fontes incentivadas pela valorização de atributos dessas fontes, inclusive aquele relacionado à criação de mercados que valorizem a baixa emissão de carbono.

#### DESTINAÇÃO DE RECURSOS DA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA A TRANSMISSÃO

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

#### ALTERAÇÃO DA BASE DE CÁLCULO PARA PENALIDADES ÀS DISTRIBUIDORAS

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

#### DIRETRIZES PARA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A proposta final prevê a possibilidade de cadastramento de centros de pesquisa pelo Ministério de Minas e Energia. Esses centros estariam habilitados a receber recursos de P&D, de que trata a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, cobrados nas tarifas dos consumidores. Ao agir dessa forma, o Ministério de Minas e Energia reconhece a necessidade de aprofundamento de diversas questões, com envolvimento da sociedade e da academia na construção e no detalhamento do novo modelo, reforçando a postura de diálogo e de valorização da inteligência coletiva adotada pela gestão atual. Também é previsto que os estudos que deverão ser realizados pelo Ministério de Minas e Energia e pela Aneel possam ser custeados pelos recursos de P&D, de que trata a citada Lei nº 9.991, de 2000.

#### MODERNIZAÇÃO DO MERCADO REGULADO

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

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

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

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 locais 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 mini geração aos incentivos das distribuidoras em disponibilizarem uma estrutura de rede adequada para essas opções disponíveis aos consumidores.

A proposta resgata os conceitos de contratos de quantidade e por disponibilidade, destacando que nesta última modalidade os riscos podem ser total ou parcialmente atribuídos aos compradores. Importante destacar que se trata aqui da regulação da relação comercial entre gerador ofertante e o mercado regulado, definindo-se em linha gerais como se dá a alocação de riscos nessa relação comercial. Essa relação comercial, ainda que represente um dos aspectos de alocação de risco entre geradores e consumidores, na qualidade de vendedores e compradores, não se sobrepõe a outros dispositivos legais que tenham redistribuído ou redefinido a responsabilidade pela assunção de determinado risco

também oriundo de decisões de despacho, por exemplo, retirando a incidência desse risco dos geradores (entendido como categoria de agente, e não apenas vendedor) e repassando o risco aos consumidores via encargo, portanto, fora de eventual relação comercial estabelecida entre essas categorias.

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

Também é importante esclarecer outro ponto, desta vez com foco na geração hidrelétrica. O fato de um risco não ser hidrológico não significa que ele não seja de responsabilidade do gerador ou que não faça sentido compartilhá-lo em condomínio com os demais geradores. O risco de novos entrantes ou de contestação do preço, por exemplo, é um risco típico de qualquer negócio, pois afeta quantidade e preço do produto ofertado pela ampliação da concorrência (a oferta de preços por consumidores, por exemplo). O risco de alterações ou inovações tecnológicas ou o risco de alterações de preferências dos consumidores (que no caso do setor elétrico é a alteração de matriz) também é um risco típico a que se sujeitam os vendedores de qualquer mercadoria. De modo semelhante, o risco de flutuação da demanda é típico do negócio. A hidrologia é apenas uma das dimensões do risco da atividade de geração hidrelétrica, específica dessa atividade, e à qual se somam outras dimensões, também capazes de afetar as quantidades vendidas e os preços de venda ou de exposição. Essa soma representa a configuração do integral risco do negócio de produção independente de energia, cuja decisão ótima é consubstanciada na gestão de compra e venda, envolvendo quantidades, prazos e preços.

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

## DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Por fim, no que tange ao risco hidrológico, propomos alteração na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, com vistas a afastar de forma prospectiva e retroativa do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE três elementos: i) geração fora da ordem de mérito; ii) antecipação de garantia física outorgada a projetos estruturantes, quais sejam, as Usinas Hidrelétricas - UHE de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio; e iii) restrição de escoamento desses empreendimentos estruturantes em função de atraso na transmissão ou entrada em operação de instalações de transmissão em condição técnica insatisfatória.

A exclusão da componente geração fora da ordem de mérito do risco hidrológico foi reconhecida pela Lei nº 13.203, de 2015. A retroação desse item, que já não impacta hoje

os geradores, e sua compensação via extensão de prazo incentivam a desistência das ações judiciais que estão travando o mercado, sem que isso onere o consumidor.

Já a exclusão do MRE dos efeitos da antecipação de garantia física outorgada aos empreendimentos estruturantes e dos atrasos nas linhas de transmissão que escoam a energia elétrica gerada por tais empreendimentos decorre de reconhecimento da necessidade de aprimoramento do mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico para que este deixe de suportar custos de uma decisão que o Poder Concedente tomou para aumentar a atratividade das UHE de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio. Propomos que os efeitos futuros desses itens sejam tratados mediante extensão de prazo, uma vez que são contidos no tempo. Propomos ainda que os efeitos passados façam parte da proposta de retroação, reforçando o incentivo à desistência das ações judiciais que hoje paralisam o mercado de energia. Ressaltamos que, tanto o arranjo prospectivo quanto o retroativo desses itens não causa elevação nas tarifas e, em conjunto com a retroação do item que trata da geração fora do mérito, constitui elementos fundamental para o destravamento do mercado.

Conforme dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, os valores represados, R\$ 1,1 bilhão no final de 2015, tiveram crescimento contínuo e moderado até abril de 2017, quando atingiram R\$ 1,7 bilhão. Esse crescimento moderado se deveu a uma hidrologia menos severa em 2016, que se refletiu em preços mais baixos no mercado de curto prazo. Todavia, de maio até setembro de 2017, o valor represado aumentou para R\$ 4,6 bilhões em função da piora das condições hidrológicas e das elevações de preços. Ou seja, em apenas 5 meses o represamento do mercado de curto prazo quase triplicou.

A estimativa da CCEE é que esse represamento chegue a R\$ 6 bilhões no fim de 2017 e R\$ 10 bilhões até o fim de 2018, caso nada seja feito para interromper essa trajetória. O represamento acaba por impactar os credores do mercado de curto prazo, os quais ficam desincentivados a apresentar respostas de oferta e demanda às variações de preço, uma vez que não receberão no mercado de curto prazo pela energia ofertada ou pelas sobras de contratos não consumidas.

A CCEE apresenta dados alarmantes que demonstram que mais de 5.700 credores do mercado de curto prazo (98% do mercado) receberam 11% de seus créditos entre as contabilizações de agosto de 2016 e setembro de 2017. Do ponto de vista físico e de segurança do abastecimento, essa paralisação do mercado realimenta o problema, pois retira do sistema a disponibilidade de recursos que poderiam mitigar a situação de hidrologia adversa e auxiliar na recuperação dos reservatórios, especialmente durante o verão, que é o período de maior chuva, mas também de maior consumo em função do acionamento de aparelhos de ar condicionado.

Uma nova frustração da hidrologia, sem a possibilidade de recorrer a recursos de oferta e demanda alternativos, colocará o sistema físico em risco de desabastecimento para o próximo ano. Conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, os reservatórios do Subsistema Nordeste atingiram, em 15 de novembro de 2017, 4,8% de energia armazenada, o pior nível já registrado no histórico, devendo chegar a 3,6% até o fim deste mês. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, esse nível está em 18,07%, com previsão de fechar novembro em 14,8%. Ressalta-se que esses dois Subsistemas respondem por 88% da capacidade de armazenamento do País.

## MINUTA DO PROJETO DE LEI

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

**O CONGRESSO NACIONAL** decreta:

Art. 1º A Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º .....

.....

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

§ 4º-G. Caso seja contratado arranjo financeiro envolvendo os ativos mencionados no § 4º-D cujo resultado seja um custo de capital em valor inferior ao referido no §§ 4º-F, este deverá ter repercussão no cálculo das tarifas.

.....” (NR)

Art. 2º A Lei nº 5.709, de 7 de outubro de 1971, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º .....

.....

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

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

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

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

Art. 3º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º .....

.....

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

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

I - pagamento de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, informado pelo poder concedente;

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

III - estejam em operação comercial.

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

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

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

.....” (NR)

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

.....

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;

.....

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

.....” NR.

### “Seção III

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

“Art. 15. ....

.....

§ 7º-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, o Ministério de Minas e Energia 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 1º de janeiro de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 2000 kW.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

II - obrigatoriedade de divulgação do preço de referência de pelo menos um produto padrão definido pela Aneel.

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

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

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

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

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

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

§ 1º Os resultados que trata o **caput** serão calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

“Art. 28. ....

.....

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

.....

§ 5º Também são condições para a outorga de concessão de geração na forma deste artigo:

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

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

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

§ 7º Aplica-se o disposto nesse artigo às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.” (NR)

Art. 4º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º .....

.....

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

.....

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

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

.....

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

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

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

.....

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

I - podem prever tarifas diferenciadas por horário; e

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

§ 9º Até 31 de dezembro de 2023, a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores com geração própria de qualquer porte, independentemente da tensão de fornecimento, não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida.

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

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

.....” (NR)

“Art. 12. ....

§ 1º .....

.....

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

Onde:

.....

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

.....” (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 2020.

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

.....

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

.....” (NR)

Art. 5º A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º .....

.....

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

§ 3º-B. Caberá ao Ministério de Minas e Energia publicar anualmente a relação de projetos eleitos para aplicação dos recursos, após consolidação com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, bem como o custo máximo estimado de cada

projeto, juntamente com a relação de instituições públicas ou privadas previamente cadastradas pela EPE, via chamamento público, para execução dos mesmos, cabendo às empresas de que tratam os arts. 1º, 2º e 3º, custear diretamente as despesas para a sua realização.

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

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

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

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

.....” (NR)

Art. 6º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 13. ....

.....

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes:

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

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

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

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

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

.....

Art. 13-A. 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, aspectos ambientais e as condições sociais e econômicas do público alvo.” (NR)

Art. 7º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“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 .....

.....

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo.

§ 5º-A. Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o § 5º passará a ser realizada em intervalos de tempo horários ou inferiores.

§ 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; e

II - ofertas de quantidades e preços 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. Poderá ser promovida licitação para compra, manutenção e aprimoramento de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º, à definição de preços de que trata o § 5º-B e ao cálculo de lastro de que trata o art. 3º.

§ 5º-D. Caso seja realizada a licitação de que trata o art. 5º-C, deverá ser promovida de um cronograma compatível com o inciso I, do § 7º, do art. 3º-C.

§ 5º-E. A utilização da definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:

I - dependerá de estudo específico sobre alternativas para sua implementação realizado pelo Poder Concedente até 30 de Junho de 2020;

II - exigirá realização de período de testes não inferior a um ano, antes de sua aplicação; e

III - não será aplicada antes de 1º de janeiro de 2022.

§ 5º-F. Até 31 de dezembro de 2020, a liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo deverá se dar em intervalo semanal ou inferior.

§ 6º .....

.....

II - as garantias financeiras, para mitigação de inadimplências, que poderão prever, entre outras formas:

a) aporte prévio de recursos para efetivação do registro de operações; e

b) chamada de recursos para fechamento de posições deficitárias com apuração diária.

§ 6º-A. A Aneel deverá propor, até 31 de dezembro de 2020, ouvidos o Banco Central do Brasil e a Comissão de Valores Mobiliários, aprimoramentos no arranjo do mercado de energia elétrica orientado ao desenvolvimento e a sustentabilidade de bolsas de energia elétrica nacionais.

.....

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

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

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

§ 12. O encargo de que trata o § 10, observada à exceção do § 11, será cobrado do autoprodutor com base no consumo deduzido da geração de usinas localizadas no mesmo sítio da carga.” (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 das decisões de despacho fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação;

II - Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco das decisões de despacho fica total ou parcialmente com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, devendo o Poder Concedente apresentar justificativas sempre que adotar esta modalidade.

.....

§ 18-A. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender contratos de energia elétrica em mecanismo centralizado, conforme regulação da Aneel, com o objetivo de reduzir eventual excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.

§ 18-B. Poderão comprar os contratos de que trata o § 18-A:

I - os consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, afastada a vedação de que trata o art. 4º, § 5º, inciso III, daquela Lei;

II - os agentes de comercialização;

III - os agentes de geração; e

IV - os autoprodutores.

§ 18-C. O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o § 18-A será alocado ao encargo de que trata o art. 16-C da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, limitado ao montante correspondente 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 arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, desde que o nível contratual final exceda os limites de tolerância para repasse tarifário definidos em regulamento.

§ 18-D. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão transferir CCEARs entre si, de forma bilateral e independente de demais mecanismos centralizados de compensação de posições contratuais, desde que haja anuência do vendedor.

§ 18-E. A Aneel definirá calendário a ser observado para a realização das trocas de contratos nos termos do § 18-D.

.....  
Art. 2º-D. A energia elétrica comercializada por meio de CCEAR poderá ser descontratada mediante realização de mecanismo competitivo, a ser promovido pela ANEEL, direta ou indiretamente por meio da CCEE, conforme diretrizes e condições estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.

§ 1º Na descontração de que trata o **caput**, deverão ser observados volumes máximos por submercado ou por área definida por restrição operativa e avaliação técnica da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, observada a segurança do abastecimento e o mínimo custo total de operação e expansão.

§ 2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição dos custos da descontração de que trata este artigo, inclusive aqueles relacionados à eventual exposição ao mercado de curto prazo, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados.

§ 3º Os critérios de elegibilidade para participação no mecanismo competitivo de que trata o **caput** e o critério de classificação das propostas de descontração, serão definidos pelo Ministério de Minas e Energia e deverão considerar os custos e benefícios sistêmicos da rescisão contratual.

§ 4º Para a homologação das propostas vencedoras, são imprescindíveis:

I - a quitação, pelo gerador de energia elétrica, de eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades;

II - a renúncia de qualquer direito à eventual indenização decorrente do instrumento contratual rescindido; e

III - a aceitação da extinção, pela Aneel, da outorga do gerador de energia elétrica.” (NR)

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

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

§ 5º O lastro de geração de que trata o **caput** é definido como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica.

§ 6º A homologação de lastro de geração de cada empreendimento não implicará assunção de riscos, pelo Poder Concedente, associados à comercialização de energia pelo empreendedor e à quantidade de energia produzida pelo empreendimento.

§ 7º Após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.

Art. 3º-A. Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados 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.

.....  
Art. 3º-C. O Poder Concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração necessário ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§ 1º A contratação de que trata o **caput** ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.

§ 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, representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos por meio encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, conforme regulamento.

§ 4º O regulamento de que trata o § 3º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados até 31 de dezembro de 2020.

§ 5º 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**.

§ 6º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear ou outra empresa que a suceda.

§ 7º O Poder Concedente deverá estabelecer até 30 de junho de 2020:

I - cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, não podendo o início da contratação ser posterior à data de redução a 1000 kW do

requisito mínimo de carga de que trata o art. 16 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

II - as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e

III - a regra explícita para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.

§ 8º A contratação de novos empreendimentos na forma deste artigo poderá ser realizada:

I - com segmentação de produto por fonte primária de geração de energia; e

II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.

§ 9º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.

§ 10. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo Poder Concedente.” (NR)

Art. 8º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:

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

.....” (NR)

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

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

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

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

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

Art. 9º A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º .....

.....

§ 13. É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata este artigo a partir de 1º de janeiro de 2019.” (NR)

“Art. 2º-A. Serão compensados aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE os efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, nos termos do inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, decorrentes:

I - de restrições ao escoamento da energia em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a este escoamento; e

II - da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme critérios técnicos aplicados pelo Poder Concedente às demais usinas hidrelétricas.

§ 1º Os efeitos de que trata o inciso I serão calculados pela Aneel considerando a geração potencial de energia elétrica dos empreendimentos estruturantes caso não houvesse restrição ao escoamento desta energia e o preço da energia no mercado de curto prazo no momento dessa restrição.

§ 2º O cálculo da geração potencial de que trata o § 1º, a ser feito pela Aneel, deverá considerar:

I - a disponibilidade das unidades geradoras;

II - a energia natural afluente; e

III - a existência de restrições operativas associadas às características técnicas dos empreendimentos estruturantes, que impactem a programação de geração.

§ 3º Os efeitos de que trata o inciso II do **caput** serão calculados pela Aneel considerando:

I - a diferença entre a garantia física outorgada e a agregação de cada unidade geradora motorizada ao SIN, a ser informado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e

II - o preço da energia no mercado de curto prazo no período em que persistir essa diferença.

§ 4º A compensação de que trata o **caput** se dará mediante extensão do prazo de outorga dos empreendimentos participantes do MRE, limitada a sete anos, e será calculada com base nos valores atualizados dos parâmetros definidos pela Aneel para as extensões decorrentes do inciso II do § 2º do art. 1º, dispondo o gerador livremente desta energia.

§ 5º A extensão de prazo de que trata o § 4º será efetivada:

I - em até 90 (noventa) dias após edição de ato específico pela Aneel atestando o esgotamento dos efeitos apurados nos termos deste artigo; ou

II - na data de término originalmente prevista para a outorga, caso essa data seja anterior ao esgotamento dos efeitos previsto no inciso I.

§ 6º A extensão de prazo de que trata o inciso II do § 5º deverá incorporar estimativas dos efeitos previstos neste artigo até seus esgotamentos, para as quais não caberá ajuste ou indenização de eventuais diferenças posteriormente verificadas.

§ 7º É vedado ao Poder Concedente o estabelecimento de regras para novos empreendimentos que impliquem na transferência ao MRE dos efeitos de que trata este artigo.

Art. 2º-B. Os parâmetros de que tratam os arts. 2º e 2º-A serão aplicados retroativamente sobre a parcela da energia desde que o agente titular da outorga vigente de geração tenha, cumulativamente:

I - desistido de ação judicial e renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a referida ação judicial, cujo objeto seja a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE;

II - não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.

§ 1º Na hipótese em que o agente não seja litigante ou que não seja apontado como beneficiário na inicial de ação ajuizada por associação representativa de classe da qual o titular faça parte, a aplicação do disposto no **caput** fica condicionada à assinatura de termo de compromisso elaborado pela Aneel, com declaração de renúncia a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE ou relacionada aos parâmetros de que tratam os arts. 2º e 2º-A desta Lei.

§ 2º A desistência e a renúncia de que trata o inciso I do **caput** será comprovada por meio de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução do mérito, nos termos da alínea “c” do inciso III do **caput** do art. 487 da Lei nº 13.105, de 2015 - Código de Processo Civil.

§ 3º A desistência e a renúncia de que tratam o inciso I do **caput** eximem as partes da ação do pagamento dos honorários advocatícios.

§ 4º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o **caput** será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes, limitada a sete anos, calculada com base nos valores atualizados dos parâmetros definidos pela Aneel para as extensões decorrentes do inciso II do § 2º do art. 1º, dispondo o gerador livremente desta energia.

§ 5º O termo inicial para cálculo da retroação será:

I - 1º de janeiro de 2013, para o disposto no art. 2º;

II - data em que se iniciaram as restrições de escoamento para cada empreendimento estruturante, para o disposto no inciso I do art. 2º-A; e

III - data em que se iniciaram as diferenças de garantia física, para o disposto no inciso II do art. 2º-A.

§ 6º Os termos iniciais para cálculo retroação serão limitados à data de início da outorga, caso esta seja posterior às datas apuradas conforme § 3º.

§ 7º O cálculo da retroação terá como termo final a data de eficácia das regras aprovadas pela Aneel.

§ 8º A aplicação do disposto neste artigo fica condicionada a pedido do interessado, em até 60 (sessenta) dias contados da publicação do ato de que trata o art. 2º-D, que será instruído com a comprovação do cumprimento das condições de que tratam os incisos I, II e III, do **caput**.

Art. 2º-C. Aneel deverá regular o dispostos nos arts. 2º-A e 2º-B desta Lei em até 90 (noventa) dias contados da entrada em vigor destes dispositivos.

Art. 2º-D. Deverão ser fixados, por ato do Poder Executivo, limites para as compensações e ressarcimentos de que tratam o § 4º do art. 2º-A e o § 4º do art. 2º-B, observado o limite de sete anos.

Parágrafo único. A fixação de que trata o **caput** ocorrerá após os cálculos de que tratam os arts. 2º-A e 2º-B, a serem realizados pela Aneel." (NR)

Art. 10. Ficam revogados:

I - o § 13 do art. 4º, o § 2º-A e o § 5º do art. 15, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

II - o inciso III do art. 2º-A da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997;

III - o art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;

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

IV - o art. 26 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007;

V - os §§ 1º, 1º-A, 1º-B, 2º, 3º, 5º e 6º, do art. 2º, os §§ 3º, 8º e 9º, do art. 8º e o § 4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

VI - o § 7º-B do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.