



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 1/2018/AEREG/SE

PROCESSO Nº 48000.001405/2016-67

INTERESSADO: MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

1. **ASSUNTO**

1.1. Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico - complemento à Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE.

2. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

2.1. Considerando-se as contribuições recebidas nas Consultas Públicas nº 21, de 2016, e nº 33, de 2017, apresenta-se proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, com complementos à Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE.

3. **ANÁLISE**

INTRODUÇÃO

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

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

3.3. Além de diversas alterações de texto para melhor compreensão dos dispositivos e adequação de sua abrangência, as principais alterações em relação à NT 14 dizem respeito à:

- i. Reinclusão de diretrizes tarifárias para atuação da ANEEL e de uma data máxima (2021) para aplicação da tarifa binômia, não volumétrica, aos consumidores com geração própria, em qualquer nível de tensão – inclusive micro e mini geração distribuída na baixa tensão;
- ii. Incorporação de diretriz tarifária associada ao pré-pagamento de energia por adesão dos consumidores ou em caso de inadimplência recorrente;
- iii. Atribuição de papel predominante ao Ministério de Minas e Energia na gestão dos recursos arrecadados no encargo de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, elencando centros de pesquisas elegíveis ao recebimento de verbas de P&D e projetos estratégicos;
- iv. Inclusão da necessidade de o Poder Concedente apresentar justificativa para os casos em que opte por contratar energia regulada na modalidade por disponibilidade;
- v. Inclusão de um compromisso para implantação até final de 2020 da liquidação das operações do mercado de curto prazo em intervalo semanal ou inferior;
- vi. Reinclusão da proposta de desjudicialização do risco hidrológico, em linha com proposta já

debatida com o Ministério da Fazenda;

- vii. Inclusão da revogação do § 5º do art. 15 da Lei 9.074, de 1995, uma vez que a proposta prevê regra explícita para alocação de custos oriundos de sobrecontratação por migração de consumidores ao mercado livre, tornando o dispositivo inócuo; e
- viii. Adequação do critério de apuração de encargos de serviços de sistema para autoprodutores, segregando a parcela de natureza elétrica, cuja cobrança correta deve considerar a geração localizada no sítio da carga, para evitar subsídio cruzado entre pagantes do encargo.

3.4. Outros pontos levantados nas contribuições foram importantes para um maior aprofundamento das justificativas. Foi manifestada preocupação com a potencial de queda na arrecadação de recursos de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento, nos termos da Lei 9.991/2000 em função da ampliação do mercado livre.

3.5. De fato, caso a abertura do mercado seja acompanhada de um aumento na migração de consumidores ao ambiente livre, a base de cálculo do encargo de P&D/EE tende a se reduzir, uma vez que parte importante dessa base é a receita operacional líquida das distribuidoras, que embute a receita de venda de energia ao mercado regulado. Se o mercado regulado reduzir seu tamanho, a distribuidora terá que revender menos energia para atender à obrigação de atendimento do seu mercado, o que implica menor receita e menor arrecadação do encargo. O ritmo dessa queda na arrecadação do encargo depende, portanto, da velocidade da migração vis-à-vis o crescimento do mercado regulado residual.

3.6. Diante desse diagnóstico, se apresentam pelo menos três alternativas:

- i. Aumentar a alíquota do encargo, de forma a compensar a queda na base;
- ii. Aumentar a base de cálculo do encargo por meio da incorporação de novos pagantes, em compensação à redução da base de cálculo das distribuidoras; ou
- iii. Aceitar a potencial redução na arrecadação dos recursos e buscar outras formas de incentivar a eficiência e a atualidade tecnológica e regulatória do setor.

3.7. As duas primeiras alternativas são de implementação mais direta, mas embutem o risco de aumento da arrecadação final do encargo, tendo em vista a dificuldade em se calcular o valor exato ser compensado e a necessidade de se estabelecer obrigações previsíveis e estáveis aos agentes do mercado.

3.8. Esse risco é ainda maior se houver inclusão de novos pagantes, tal como prescrito na segunda alternativa. Por exemplo, uma alteração para incluir os comercializadores como pagantes do encargo de P&D/EE implicaria aumento de arrecadação, tendo em vista que parcela da energia transacionada no ambiente livre não possui nenhuma incidência de encargo em nenhum dos pontos da cadeia - notadamente a energia proveniente das fontes renováveis não hidrelétricas e as hidrelétricas de pequeno porte. Ou seja, em vez de compensar a perda de arrecadação, a proposta poderia inflar os recursos arrecadados.

3.9. A terceira alternativa resulta em menor controle do Estado, calcando-se no princípio de que a eficiência produtiva e alocativa promovida descentralizadamente por mecanismos autônomos ou induzidos ao mercado é suficiente para atender aos objetivos finais de eficiência energética e atualidade tecnológica e regulatória do setor.

3.10. Entendemos que a reforma do modelo em si já trará enorme contribuição à eficiência energética, na medida em que reduz subsídios, revela custos e sinaliza preços adequadamente, estimulando soluções que aumentem a produtividade e evitem desperdícios.

3.11. Além disso, acreditamos que é mais prudente aguardar a efetiva queda na arrecadação de recursos para então avaliar sua repercussão sobre o setor. Com essa avaliação, que só é possível a partir do fato realizado, será identificada a necessidade de conceber instrumentos compulsórios que corrijam a falha do mercado na promoção da eficiência energética ou da inovação no setor. De qualquer forma,

esses instrumentos podem ser criados sem aumento de encargo ou gestão centralizada pelo Estado, a quem poderia caber o papel de fiscalizador.

3.12. Em relação à utilização dos recursos de P&D para fins de compra dos modelos computacionais e para custeio dos estudos propostos na reforma do modelo, ressalta-se que um dos objetivos do investimento em P&D é subsidiar a atualidade tecnológica e regulatória do setor de energia elétrica, contribuindo para sua modernização. Nesse sentido, tanto o desenvolvimento ou a compra da ferramenta de formação de preços, operação e planejamento, quanto o desenvolvimento de estudos prévios à implantação de medidas político-regulatórias se apresentam como alternativas estratégicas de aplicação dos desses recursos com eficácia. À semelhança dos P&D estratégicos, a previsão de utilização de recursos para desenvolvimento de estudos mobiliza a inteligência descentralizada e amplia o diálogo com a sociedade de forma eficiente e efetiva, bem como o processo de compra dos modelos computacionais aumenta a transparência na formação dos preços e nos demais temas que exijam o apoio de ferramentas computacionais especializadas, mesmo no cenário em que o despacho por custos seja substituído pela oferta de preços.

3.13. Em relação à desjudicialização do risco hidrológico, passa-se a citação das Notas Técnicas que instruíram a proposta de aprimoramento legislativo resultante na edição da Medida Provisória nº 814/2017, não obstante o item não tenha sido incluído em sua versão final. A primeira citação é da Nota Técnica nº 11/2016/AEREG/SE:

“4.25. Em 4 de julho de 2017, foi emitida a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE – NT 5. Esta Nota fundamentou à instauração da Consulta Pública nº 33/2017 – CP 33, que apresentou proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Dentre os diversos temas tratados na Nota, um dos mais urgentes e relevantes, tendo em vista a manifestação dos diversos participantes da Consulta, foi a desjudicialização do risco hidrológico.

4.26. A proposta inicial previa a desjudicialização mediante aplicação retroativa da regulação da ANEEL que prevê compensação aos geradores hidrelétricos do efeito causado pela geração fora da ordem de mérito, qual seja, aquela feita além do indicado pelos modelos computacionais de operação e formação de preço. Abaixo reproduz-se o conteúdo da NT 5:

“DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

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

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

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

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

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

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

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

3.163. O segundo motivo é o fato de a judicialização causar desvalorização dos ativos da União nas concessões hidrelétricas. O aproveitamento de potenciais hidrelétricos pertence à União, que cobra pelo uso desses aproveitamentos mediante bonificação de outorga ou pagamento pelo uso do bem público ou cota de CDE, revertido para abatimento de encargos.

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

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

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

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

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

3.169. O sexto motivo é que a normalização do mercado de curto prazo é

fundamental para que a ampliação do mercado livre se dê de maneira eficiente e sustentável.

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

4.27. Várias contribuições foram recebidas propondo ampliação da abrangência da proposta ou sugerindo alternativas de alocação de risco que limitem de forma explícita o percentual máximo de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores.

4.28. A fixação de um percentual máximo de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores é contrária à correta alocação dos riscos da atividade de geração. É natural que a flutuação da disponibilidade de um insumo por razões de variação climática recaia sobre o vendedor do produto, como característica intrínseca do exercício da atividade empresarial sob risco. Nesse sentido, o aprimoramento ora proposto avança na ampliação da abrangência da proposta inicial, ou seja, de reconhecimento de elementos que não deveriam ser mensurados no risco hidrológico.

4.29. Mantidas as razões descritas na NT 5 que subsidiaram a proposta, foram identificados mais dois itens de natureza estranha ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que compartilha os riscos entre os geradores hidrelétricos. Esses dois itens, que tiveram grande efeito nos valores atribuídos ao risco hidrológico dos últimos anos, decorrem de opção regulatória do Poder Concedente que acabou por exportar custos para o MRE para viabilizar o barateamento dos preços nos leilões dos empreendimentos hidrelétricos estruturantes de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio.

4.30. O primeiro item se trata da antecipação de garantia física outorgada a esses empreendimentos em relação à sua efetiva contribuição ao sistema, instrumento que permitiu aos titulares desses empreendimentos vender mais energia elétrica no início do projeto do que eram capazes de entregar, antecipando o fluxo de caixa. É claro que isso não pode ser imputado aos titulares desses empreendimentos, uma vez que essa era a condição do Edital de licitação. Contudo, tampouco faz sentido alocar no MRE tendo em vista o desequilíbrio econômico causado nos demais geradores participantes do MRE.

4.31. O segundo item é a restrição de escoamento desses empreendimentos estruturantes em função de atraso na transmissão ou entrada em operação de instalações de transmissão em condição técnica insatisfatória, que do ponto de vista operacional equivale ao atraso. Para os demais empreendimentos, os efeitos desse tipo de restrição são repassados aos compradores. Ainda que o causador seja o titular da transmissão, a receita da transmissão possui uma dimensão muito inferior ao dano causado pelo atraso. Cobrar isso dos transmissores exigiria um aumento generalizado e altamente custoso dos preços da transmissão, de modo que é razoável que se aloque o risco nos compradores.

4.32. No caso dos empreendimentos hidrelétricos estruturantes, todavia, o custo dessas restrições no escoamento da energia por atraso da transmissão recaiu sobre os demais geradores hidrelétricos participantes do MRE, que sequer são parte na contratação. Novamente, não cabe imputação de ônus aos titulares dos empreendimentos estruturantes, dado que esta era a condição editalícia.

4.33. Assim, propõe-se agregar na retroação com extensão de prazo esses dois itens e estabelecer o tratamento futuro deles com um segundo estágio de extensão das outorgas. Ou seja, os geradores do MRE continuam suportando os efeitos financeiros dos efeitos futuros já contratados de antecipação de garantia física ou dos atrasos correntes de

transmissão para escoamento da energia elétrica dos hidrelétricos estruturantes, mas constituem ativo regulatório em contrapartida que garante nova extensão de prazo tão logo esses efeitos financeiros cessem.

4.34. As razões para que se tratem os efeitos futuros desses dois itens com uma segunda extensão de prazo são:

(i) efeito contido no tempo, uma vez que os empreendimentos estruturantes e seus problemas serão extintos e a proposta veda novas contratações de hidrelétricas com exportação desses custos ao MRE;

(ii) por ter efeito contido no tempo, a proposta guarda paralelismo com o efeito da retroação, que pressupõe o pagamento dos valores financeiros pelos agentes do MRE, compensando esse pagamento com extensão de prazo (o GFOM não tem efeito contido no tempo, não sendo possível esta abordagem, que resultaria em infinitos estágios de extensão de prazo de concessão a cada despacho fora do mérito);

(iii) os compradores também possuem previsão contratual de que esse custo não recairia sobre eles;

(iv) demais consumidores não compradores não devem ser onerados com opções regulatórias feitas para contratar empreendimentos com os quais eles não possuem qualquer relação; e

(v) como já citado na NT 5, a extensão de prazo não afeta as tarifas."

3.14. Também cabe citar a Nota Técnica nº 12/2017/AEREG/SE:

"4.2. No que tange ao risco hidrológico, foi proposta alteração na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, com vistas a afastar de forma prospectiva e, excepcionalmente, de forma 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;

(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.

4.3. 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 incentiva a desistência das ações judiciais que estão travando o mercado, sem que isso onere o consumidor.

4.4. 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, por sua vez, 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 aumentar a atratividade das UHE de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio. Propõe-se que os efeitos futuros desses itens sejam tratados mediante extensão de prazo, uma vez que são contidos no tempo. Propõe-se 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 causam elevação nas tarifas e, em conjunto com a retroação do item que trata da geração fora do mérito, constituem elemento fundamental para destravamento do mercado.

4.5. Em relação a urgência, importante destacar a escalada dos valores represados no mercado de curto prazo em função da litigância do risco hidrológico. 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.

4.6. A estimativa da CCEE é que esse represamento chegue a R\$ 6 bilhões até o 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.

4.7. 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.

4.8. 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.

4.9. Do ponto de vista de funcionamento do mercado de curto prazo e da segurança do abastecimento, portanto, a desjudicialização do risco hidrológico é absolutamente urgente e relevante.

4.10. Em relação ao modelo de desjudicialização, ressalta-se que a proposta apresentada aborda questões conceituais para as quais se entende adequado o tratamento prospectivo, oferecendo retroação desse tratamento como incentivo à desistência das ações judiciais com resolução de mérito de todas as questões inerentes a essas ações, as quais transcendem de forma bastante ampla o escopo dos itens que seriam retroagidos. Isso evita a fragilização do enfrentamento judicial de eventuais ações remanescentes. (...).

3.15. Por fim, a própria Nota Técnica nº 14/2017, complementada por esta Nota na apresentação dos resultados da Consulta Pública nº 33/2016, apresenta em sua seção de Riscos e Racionalização dos Contratos Regulados a consolidação de conceitos associados à responsabilidade dos geradores:

"RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CONTRATOS REGULADOS

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

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

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

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

3.16. Em relação a alteração na apuração de encargos ao autoprodutor, com foco no encargo de serviços de sistema, faz-se o seguinte esclarecimento. À exceção da parcela associada à segurança energética ou importação sem garantia física, o encargo de serviços de sistema possui natureza elétrica, de modo que é mais apropriado desmembrar o critério de cobrança desse encargo de acordo com seus fatos gerador. Assim, propõe-se que as demais componentes sejam cobradas a partir do consumo líquido apurado com base na geração efetiva do sítio específico, ou seja, sem a consideração de usinas não localizadas junto à carga, ainda que de titularidade do autoprodutor, e sem utilização da garantia física como critério de dedução do consumo. Essa alocação é tecnicamente mais adequada, evitando subsídios cruzados entre os pagantes.

3.17. Feitos esses esclarecimentos, passa-se à proposta de texto compilada para alteração legislativa.

PROPOSTA COMPILADA

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

seguinte § 4º-A:

“Art. 4º

§4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário 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 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º

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

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

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

II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

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

III – estejam em operação comercial.

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

§17. Tendo sido comunicado do valor da quota de CDE, o titular da outorga deverá 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 co-geração;

.....

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 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.

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

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

§3º A partir de 1º de janeiro de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput

fica reduzido a 500 kW.

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

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

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

Art. 16-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata este artigo, os consumidores com carga inferior a 1000 kW serão representados por agente 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,

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

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

Art. 16-C Os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão alocados a todos os consumidores dos Ambientes de Contratação 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 §13 do art. 4º deverá ser considerado no cálculo do encargo tarifário de que trata o caput.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

“Art. 28.

.....

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

.....

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

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

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

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

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

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

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

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

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

.....” (NR)

Art. 12º

§1º.....

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

Onde:

...

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

“Art. 26.

.....

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

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

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

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

.....

§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata este artigo, os consumidores varejistas deverão ser representados por agente varejista perante a

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos termos dos §6º a §9º do art. 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.

.....” (NR)

Art 4º 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:

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

II - na contratação dos estudos:

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

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

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

Art 5º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com a seguinte redação:

“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, as condições sociais e econômicas do público alvo.”

Art 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º

.....

§4º

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

.....

§5º

.....

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 § 5º-C Deverá 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 A licitação de que trata o art. 5º-C deverá ser promovida de em cronograma compatível com o inciso I, do § 7º do art. 3º-C.

§ 5º-E A compra de modelos computacionais de que tratam o § 5º-C poderá ser custeada com recursos destinados a investimento em pesquisa e desenvolvimento pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, de que trata a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

§ 5º-F 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-G 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 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 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 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 art. 15 e art. 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 descontratação 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 descontratação 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 descontratação, 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.”

“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 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.” (NR)

§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 a 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 no 9.074, de 7 de julho de 1995, e no §5o do art. 26 da Lei nº no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores na parcela do consumo líquido, conforme regulamentação.” (NR)

“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração 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 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 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.

.....

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

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

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

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

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

Art 8º A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 passa a vigorar com a seguinte alteração:

“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 afluyente; 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 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 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 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 art. 2º-A e art. 2º-B, a serem realizados pela ANEEL.”

Art 8º Ficam revogados:

I – o § 2º-A e o § 5º do art. 15 e o § 13 do art. 4º 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;

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

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

IV – art. 26 da Lei 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 § 4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

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

4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

4.1. NOTA TÉCNICA Nº 11/2017/AEREG/SE (SEI nº0101974).

4.2. NOTA TÉCNICA Nº 12/2017/AEREG/SE (SEI nº0106461).

4.3. NOTA TÉCNICA Nº 14/2017/AEREG/SE (SEI Nº0117250).

4.4. MEMORANDO Nº 12/2018/SE (0125366).

4.5. MEMORANDO Nº 18/2018/SPE (0126250).

4.6. MEMORANDO Nº 3/2018/CGDE/DMSE/SEE (0126967).

5. CONCLUSÃO

5.1. Foram apresentadas propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, essenciais para a sustentabilidade do setor e sua modernização. Diversos temas foram direcionados para detalhamento em estudos ulteriores, observado o encadeamento das ações no tempo, de modo a garantir a previsibilidade desejada e o respeito aos contratos vigentes e garantindo a continuidade do diálogo com a sociedade.

5.2. Recomenda-se o encaminhamento do material de fechamento da consulta, inclusive a Nota Técnica EPE PR-003/2017, para o Congresso Nacional e a divulgação no site do MME.



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Félix Gabardo, Assessor(a) Técnico(a)**, em 26/01/2018, às 11:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Moura de Araujo Faria, Chefe da Assessoria Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais**, em 26/01/2018, às 11:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Brandão Silva, Assessor(a)**, em 26/01/2018, às 11:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa, Secretário-Executivo**, em 26/01/2018, às 11:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0128871** e o código CRC **19D0B837**.

Referência: Processo nº 48000.001405/2016-67

SEI nº 0128871